



José Teixeira Gonçalves

Bacharel em Engenharia Elétrica

Estudo Técnico-Económico de um Sistema Solar Termoelétrico com *Back-up* a Biomassa

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Energias Renováveis – Conversão Elétrica e Utilização Sustentável

Orientadora: Doutora Cristina Inês Camus, Professora Adjunta, ISEL

Coorientador: Doutor Mário Ventim Neves, Professor Auxiliar, FCT-UNL

Júri:

Presidente: Professor Doutor Pedro Miguel Ribeiro Pereira

Arguente: Professora Doutora Anabela Monteiro Gonçalves Pronto

Vogal: Professora Doutora Cristina Inês Camus



FACULDADE DE
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

Setembro 2015

Estudo Técnico-Económico de um Sistema Solar Termoelétrico com *Back-up* a Biomassa

Copyright © José Teixeira Gonçalves, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa.

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

Aos meus pais...

Agradecimentos

Começo por agradecer à minha orientadora, Professora Dr.^a Cristina Inês Camus, pelo voto de confiança, incentivo e pelo contributo, que permitiram direccionar e realizar esta dissertação.

Agradeço ao meu coorientador, Professor Dr. Mário Ventim Neves, por ter acreditado em mim durante todo o meu percurso académico, pela sua disponibilidade e pelo apoio na realização desta dissertação.

Um grande obrigado a todos os docentes do Mestrado de Energias Renováveis – Conversão Elétrica e Utilização Sustentável (MERCEUS), pela dedicação incansável em transmitir os conhecimentos e gerarem em mim uma vontade crescente em aprofundar os mesmos.

Agradeço aos meus colegas do curso do Mestrado de Energias Renováveis – Conversão Elétrica e Utilização Sustentável (MERCEUS) pelo apoio e companhia prestada.

Um agradecimento especial à minha família pela confiança, pelo apoio incondicional e pela presença ao longo deste período tão importante da minha vida.

Um obrigado a todos os meus amigos que estiveram do meu lado: Leonardo Miúdo, Sara Monteiro, Debs Tavares, Domingas Quiatuhang, Nelson Baião, Joana Lopes, Ivan Garcia, Fátima Piedade, Cleici Correa, Andrea Mota, Yuri Chimuco e Nilton Ucuajongo. Obrigado!

Agradeço, também, a todos os que direta ou indiretamente contribuíram para realização deste trabalho.

Resumo

Este trabalho consistiu no estudo técnico-económico (dimensionamento) de uma central térmica solar de torre norte, com *back-up* a biomassa (*pellets*) para produção de energia elétrica.

A partir da plataforma PVGIS obteve-se a irradiação normal direta, DNI, da região do Alentejo, Portugal, segundo critérios descritos na secção 3.1. O valor anual obtido foi de 2319 kWh/m^2 , valor este que foi convertido em energia elétrica, obtendo-se, assim, um montante de $105.761.800 \text{ kWh}$ por ano, em 25 anos. Estas importâncias foram obtidas através dos equipamentos que constituem a central, entre eles o campo solar (composto por 2067 helióstatos com área total de 188097 m^2), a torre (convertendo a concentração da DNI para energia térmica ao fluído de transferência de calor, HTF), o bloco de potência (composta por permutador de calor, turbina, gerador elétrico e outros) e com ajuda de uma caldeira a biomassa (*pellets*) que consome cerca de 24.001,23 toneladas de *pellets* por ano.

O estudo económico foi realizado num modelo executável no *Excel*, calculando, assim, o custo total do sistema, $138.515.886,87 \text{ €}$. A partir deste valor calcularam-se os indicadores económicos (Valor Atualizado Líquido, $\text{VAL} = -12.282540,28 \text{ €}$) com uma tarifa bonificada de $0,22114 \text{ €/kWh}$, que indica que o sistema termo solar com *back-up* a biomassa (*pellets*) não é viável economicamente (e o mesmo acontece com o sistema termo solar sem a biomassa).

O dimensionamento técnico do sistema CSP de torre é feito a partir de um modelo matemático executado em *Excel* e *MatLab* e pelo *software System Advisor Model*, SAM e o da caldeira a *pellets* é concretizado também no *Excel*.

Os resultados do modelo matemático foram comparados com os valores obtidos no SAM para o mês típico de julho comprovando, assim, as fórmulas e conceitos contidos no estado da arte. Realizou-se, também, uma comparação dos valores anuais do sistema obtidos no SAM com os valores reais da Gemasolar (em Espanha), demonstrando então a veracidade dos valores obtidos no dimensionamento feito para Portugal.

Palavras-chave: Irradiação normal direta (DNI), Fluído de transferência de calor (HTF), Helióstato e *System Advisor Model* (SAM)

Abstract

In this work it was made the technical-economic study (dimensioning) of a north tower power plant with biomass backup (pellets) for production of electrical energy.

From the PVGIS platform obtained of the site chosen (Portugal in Alentejo region), following some criteria described in section 3.1, with an annual irradiance value of $2319 \text{ kwh}/m^2$, that was converted to 105.761.800 kwh of electricity per year (25 years). The whole equipment that constitutes the central, the solar field (composed by 2067 heliostats with a total area of 188097 m^2), the tower (converting the DNI concentration into thermal energy to the HTF), the power block (composed by heat exchanger, turbine, electrical generator and others) and with help of a biomass furnace that consumes nearly 24.001,23 tons of pellets per year.

The economic study was made in an Excel model, calculating for the system a total cost of 138.515.886,87 € and with this, the economic indicators were calculated (NPV = -12.282.540,28 €) with a feed in tariff of 0.2211 €/ kWh indicating that the solar system with backup of biomass (pellets) is not economically viable (so does the solar thermal system without biomass).

The technical dimensioning was done with a mathematical model executed in Excel (for the month of July) and by the software SAM, as well as the boiler running on pellets.

The results of the mathematical model were compared with the values obtained in SAM for the month of July, proving the formulas and concepts within the state-of-the-art chapter. It was also made a comparison of the annual values of the system obtained in SAM with the real values of the solar power plant Gemasolar (Spain), demonstrating the veracity in the values obtained to dimensioning made for Portugal.

Keywords: Direct normal irradiation (DNI), Heat transferring fluid (HTF), heliostat, System Model Advisor (SAM)

Nomenclatura

A_{hel}	Área de um helióstato
A_{abe}	Área de abertura da cavidade no recetor
A_{ref}	Área de reflexão ao perfil de um helióstato
A_{rt}	Área de reflexão total do campo solar
A_{sup}	Área da superfície dos painéis
A_z	Ângulo de azimuth
A_h	Ângulo horário
B	Separação dos tubos
cp_{tub}	Coeficiente de perda na tubagem
CC	Corrente contínua
C_p	Calor específico
$d_{tubo.ext}$	Diâmetro exterior no tubo
$d_{tubo.int}$	Diâmetro interior no tubo
E_{armz}	Energia armazenada
$E_{inc.rec}$	Energia térmica incidente ao campo recetor
Gr	Número de <i>Grashof</i>
H_{hel}	Altura de um helióstato
H_{abe}	Altura da abertura da cavidade no recetor
$H_{facetas}$	Altura de uma faceta do helióstato
H_{torre}	Altura da torre
h	Coeficiente de transferência de calor
I	Investimento realizado no projeto
K	Condutividade térmica
L_{hel}	Largura de um helióstato
L_{abe}	Largura da abertura da cavidade no recetor
$L_{facetas}$	Largura de uma faceta do helióstato

L_{tubo}	Altura de cada tubo
M_s	Multiplicador solar
M_{tub}	Multiplicador do corpo na tubagem
\dot{m}_{sal}	Caudal mássico de sal
$\dot{m}_{\text{sal.max}}$	Caudal mássico máximo de sal
\dot{m}_{tubo}	Caudal mássico em cada tubo
$n_{\text{tubos.rec}}$	Número de tubos no recetor
$n_{\text{tubos.painel}}$	Número de tubos no painel
$n_{\text{painel.rec}}$	Número de painéis no recetor
N_{facetar}	Número (quantidade) de facetar em um helióstato
N_{hel}	Número de helióstatos
Nu	Número de <i>Nusselt</i>
$pt_{\text{tub.p}}$	Perda termina na tubagem do circuito primário
$pt_{\text{tub.s}}$	Perda termina na tubagem do circuito secundário
P_{ter}	Potência térmica
$P_{\text{ter.ciclo}}$	Potência térmica do ciclo
$P_{\text{el.planta}}$	Potência eléctrica da planta
Pr	Número de <i>Prandtl</i>
Q_{in}	Calor ou energia de entrada
Q_{en}	Quantidade de energia que entra na cavidade (abertura) do recetor
$Q_{\text{perda.r}}$	Quantidade de energia que se perda por radiação
$Q_{\text{perda.conv}}$	Quantidade de energia que se perda por convecção
$Q_{\text{perda.cond}}$	Quantidade de energia que se perda por condução
$Q_{\text{perda.ref}}$	Quantidade de energia que se perda por reflexão
Q_f	Quantidade de energia contida no fluido (HTF)
$Q_{\text{perda.total}}$	Quantidade total de perda da energia
Q_c	Quantidade de perda da energia por convecção
Q_{cn}	Quantidade de perda da energia por convecção natural

Q_{cf}	Quantidade de perda da energia por convecção forçada
q''_{max}	Fluxo máximo de transferência de calor
q_{tubo}	Fluxo de calor que atravessa a superfície do tubo
R	Vetor para o recetor
Re	Número de <i>Reynolds</i>
r	Raio
r_{max}	Raio máximo
r_{min}	Raio mínimo
R''_t	Resistência térmica do tubo
R''_1	Resistência térmica da convecção do fluido no interior do tubo
R''_2	Resistência térmica por condução do tubo
\hat{R}	Vetor unitário a partir de um ponto <i>pivot</i> do helióstato para o recetor
S	Vetor para o Sol
S_f	Faixa de inclinação de um helióstato para o recetor
\hat{S}	Vetor unitário a partir da posição solar para um ponto <i>pivot</i> do helióstato
T_{tubo}	Temperatura do tubo
T_{amb}	Temperatura ambiente
T_{max}	Temperatura máxima do tubo
$T_{sal.max}$	Temperatura máxima do sal (HTF)
$T_{sal.tubo}$	Temperatura do sal contida no tubo do recetor
T_{ent}	Temperatura do sal que entra no recetor
T_{sai}	Temperatura do sal que sai no recetor
Tub_{rec}	Comprimento da tubagem no recetor
Tub_s	Comprimento de tubagem no circuito secundário
t_a	Transmitância atmosférica
$V_{pr.max}$	Valor padronizado da relação máxima entre o helióstato e a torre
$V_{pr.min}$	Valor padronizado da relação mínima entre o helióstato e a torre

v_{sal}	Velocidade do sal (HTF)
v_{vento}	Velocidade do vento
$V_{\text{tanq,sal}}$	Volume de sal no tanque
W_{Ciclo}	Trabalho do ciclo
W_T	Trabalho da turbina
W_b	Trabalho da bomba

Letras Gregas

α	Ângulo de incidência entre a linha normal da superfície do helióstato com a DNI ou a linha absorvida pelo recetor
ΔR	Incremento radial
Δaz	Afastamento angular azimuth
ΔT_{painel}	Variação da temperatura no painel
$\Delta T_{\text{recetor}}$	Variação da temperatura no recetor
ϵ_{terra}	Emissividade da terra
ϵ_{ceu}	Emissividade do céu
η_{Cos}	Eficiência devido às perdas por cosseno
η_{sb}	Eficiência devido às perdas de sombreamento e bloqueio
η_{ref}	Eficiência devido às perdas do espelho refletor
η_{ate}	Eficiência devido às perdas de atenuação atmosférica
η_{derr}	Eficiência devido às perdas por derrame sobre a abertura da cavidade
η_{opcs}	Eficiência ótica do campo solar
η_T	Rendimento térmico
$\eta_{\text{ter.el}}$	Rendimento térmico e elétrico
θ_L	Ângulo da altitude de abertura do recetor em relação a uma posição sobre o solo

μ	Viscosidade
π	pi
ρ	Densidade
α	Ângulo da altura do sol
δ	Declinação solar
β	Eixo de inclinação do helióstato

Subscritas

Armz	Armazenamento
Bpl	Balanço de planta
Bacpel	<i>Back-up a pellets</i>
Cont	Contingência
CC_{onst}	Custo de construção
e	Elétrico
expT	Expoente da torre
expR	Expoente do recetor
Hel	Helióstato
Pu.pl	Preço por unidade para o PL
Pu.hel	Preço por unidade para o helióstato
Pu.bpl	Preço por unidade para o bpl
Pu.bp	Preço por unidade para o bloco de potência
Pu.armaz	Preço por unidade para o armazenamento
Pu.biom	Preço por unidade para o Bacpel
Tact	Taxa de atualização

Acrónimos

ACS	Área do Campo Solar
ARR	Ária do Recetor de Referência
ATT	Ária Total de Terra
BP	Bloco de Potência
CSP	Concentração de Energia Solar
CCP	Concentradores Cilíndricos Parabólico
CTP20	Central Termo solar de Portugal com 20 <i>MWe</i>
CD	Custo Direto
CDT	Custo Direto Total
CIT	Custo Indireto Total
CTI	Custo Total da Instalação
CTI/C	Custo Total Instalação por Capacidade
CTT	Custo Total da Torre
CFT	Custo Fixo da Torre
CTR	Custo Total do Recetor
CRR	Custo do Recetor de Referência
CIRR	Custo de Instalação do Recetor de Referência
CTA	Custo de Terra por Acre
CFA	<i>Cash Flow</i> Atualizado
CFAcu	<i>Cash Flow</i> Acumulado
CFG	<i>Cash Flow</i> Geral
DNI	Irradiação Normal Direta
DHI	Irradiação Difusa Horizontal
DOE	Departamento de Energia dos EUA
EPC	Engenheiro Procura Produção
EPW	<i>EnergyPlus</i>
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
HTF	Fluido de Transferência de Calor

IVT	Imposto de Venda Total
GHI	Irradiação Global Horizontal
MATLAB	<i>MATrix LABoratory</i>
PL	Preparação do Local
NREL	Laboratório Nacional de Energia Renovável
PV	Fotovoltaico
PIP	Pedido de Informação Prévia
PS20	Plataforma Solar de Almeria 20 MWe
PB	Potência Bruta
PRI	Período de Recuperação do Investimento
SAM	<i>System Advisor Model</i>
SZA	Ângulo Zenital Solar
TCF	Total de Custos Fixos
TI	Taxa de Imposto
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
TMY3	3ª Versão do Ano Típico de Meteorologia
VAL	Valor Atualizado Líquido

Conteúdo

Agradecimentos	i
Resumo	iii
Abstract	v
Nomenclatura	vii
Letras gregas	x
Subscritas	xi
Acrónimos	xii
Introdução	1
1.1 Introdução.....	2
1.2 Contexto e Motivação.....	2
1.3 Objetivo e Contribuições	3
1.4 Organização da dissertação.....	3
Estado da arte	5
2.1 Concentração de energia solar (CSP)	6
2.1.1 Radiação solar em Portugal	8
2.2 Tipos de tecnologia CSP	9
2.2.1 Coletor cilíndrico parabólico.....	9
2.2.2 Fresnel linear	11
2.2.3 Disco parabólico Stirling.....	12
2.2.4 Central termoelétrica solar de torre central	13
2.3 Central termo solar em Portugal.....	15
2.4 Descrição das principais componentes de uma central CSP de torre..	16
2.4.1 Campo solar de helióstatos.....	16
2.4.2 Recetor.....	28
2.4.3 Armazenamento	36
2.4.4 Bloco de potência	38
2.5 Central de torre com <i>back-up</i> a biomassa	42
2.5.1 Pellets.....	42
2.5.2 Princípio de funcionamento do processo térmico na combustão das <i>pellets</i> (caldeira)	45

2.5.3	Princípio de funcionamento da central termo solar <i>back-up</i> a biomassa	45
2.6	Estudo económico de uma central CSP de torre	46
2.6.1	Custos da central	46
2.6.2	Preços dos elementos das CSP de torre	49
2.6.3	Indicadores económicos	49
2.7	System Advisor Model, SAM	50
Dimensionamento de um sistema solar termoelétrico com back-up a biomassa em Portugal		53
3.1	Dimensionamento pelo software SAM	54
3.1.1	Parâmetros da localidade e recursos climáticos	54
3.1.2	Parâmetros do helióstato e do campo solar	55
3.1.3	Parâmetros do recetor e da torre	58
3.1.4	Parâmetros do bloco de potência	59
3.1.5	Parâmetros do sistema de armazenamento térmico	60
3.1.6	Parâmetros das perdas parasitas	62
3.2	Dimensionamento do sistema a pellets (biomassa)	63
3.3	Dimensionamento pelo modelo matemático	65
3.4	Estudo financeiro	72
3.4.1	Parâmetros de entrada dos custos dos componentes do sistema	72
3.4.2	Indicadores económicos	74
Resultados do dimensionamento e discussão		81
4.1	Valores obtidos do SAM e modelo matemático no mês de julho	82
4.1.1	Valores obtidos desde a energia térmica que incide nos painéis até a energia térmica de saída do recetor	82
4.1.2	Valores obtidos desde a energia térmica de saída no recetor até a energia térmica para o bloco de potência	82
4.1.3	Valores obtidos desde a energia térmica de saída no recetor até a energia elétrica bruta	83
4.1.4	Valores obtidos da energia elétrica disponível até à energia elétrica injetada na rede	84
4.1.5	Dados de um mês com consumo a biomassa (Setembro)	84
4.2	Resultado anual do sistema com back-up biomassa a pellets e as perdas decorrentes	85
4.2.1	Resultado do dimensionamento do sistema a pellets (biomassa)	86
4.3	Resultados financeiros do estudo de viabilidade económica	87
4.3.1	Indicadores económicos (modelo matemático)	89
4.4	Comparação dos resultados	90
4.4.1	Comparação dos resultados do modelo matemático e do SAM	90

4.4.2	Comparação dos resultados do SAM (CTP20) com os valores da Gemasolar	91
-------	--	----

Conclusões e trabalhos futuro.....	95
5.1 Conclusões.....	95
5.2 Trabalho futuro	96
Bibliografia.....	102
Anexos	103
A Produtores de pellets em Portugal	105
B Previsão de evolução da RNT em 2015	107
C Dimensionamento do sistema pelo modelo matemático	109
D Calculo dos custos totais do sistema	111
E Cálculos do dimensionamento do sistema a pellets	113
F Representação dos blocos da simulação executada no SAM	115

Lista de Figuras

Figura 2.1: Diagrama de fluxo de energia de concentradores solares [4].....	6
Figura 2.2: Demonstração do conceito da DNI para o CSP [6].	7
Figura 2.3: Mapa da irradiação global na Europa [7].	8
Figura 2.4: À esquerda - Tempo em horas de irradiação solar em Portugal. À direita - Irradiação solar no plano horizontal em Portugal [8].....	8
Figura 2.5: Tipos de tecnologias CSP [4].	9
Figura 2.6: Coletor cilíndrico parabólico [4].	10
Figura 2.7: Recetor do coletor cilíndrico parabólico [11].	10
Figura 2.8: Rastreamento das parabólicas para a posição do sol [9].	11
Figura 2.9: Tecnologia <i>Fresnel</i> linear [4].	12
Figura 2.10: Representação ideal de um sistema de disco parabólico com motor <i>Stirling</i> [12].	13
Figura 2.11: Central solar termoelétrica de recetor de torre [2].	14
Figura 2.12: À esquerda: campo circular da central Gemasolar [2]. À direita: Campo norte da PS20 em <i>Sevilla</i> [16].....	16
Figura 2.13: À esquerda: Componentes de um helióstato [19]. À direita vista frontal do helióstato Sanlucar 90 [17].	17
Figura 2.14: Efeito cosseno de dois helióstatos em direção oposta à torre [14].	20
Figura 2.15: Perda de fluxo solar por sombreamento e bloqueio [21].	21
Figura 2.16: Padrão de densidade de fluxo de um helióstato que chega ao recetor [19].....	22
Figura 2.17: Atenuação atmosférica para um dia claro (23 Km) e para um dia escuro (5 km) [19].	23
Figura 2.18: Derrame da DNI sobre uma superfície [14].	24
Figura 2.19: As definições fundamentais no campo helióstato [14].	25
Figura 2.20: Valores padronizados da relação máxima e mínima de um campo circular e de um campo norte [21].	26
Figura 2.21: Representação dos ângulos β e Azimute para rastreamento do helióstato [19].	27
Figura 2.22: Campo solar norte dividida em seis zonas radial e seis zonas azimute [22].	28
Figura 2.23: Recetor externo cilíndrico e o recetor de cavidade [21].	29
Figura 2.24: Desenho da geometria de um recetor [20].	30
Figura 2.25: Perdas num tubo do recetor [14]. Adaptado pelo autor.	32
Figura 2.26: Tanque de armazenamento frio e quente de San José de Valle, Cádiz, Espanha [33].	38
Figura 2.27: Esquema simplificado do ciclo de vapor de <i>Rankine</i> [35].	39
Figura 2.28: Princípio de funcionamento do ciclo de <i>Rankine</i> [35].	39
Figura 2.29: Permutador de calor [35]. Adaptado pelo autor.	40
Figure 2.30: <i>Pellets</i> [39].	43
Figura 2.31: Produtores de <i>pellets</i> em Portugal [44]. Adaptado pelo autor.	44
Figura 2.32: Princípio de funcionamento da caldeira a <i>Pellets</i> [48]. Adaptado pelo autor.	45
Figura 2.33: Central termo solar de torre com <i>back-up</i> [15]. Adaptado pelo autor.	46

Figura 3.1: Esquema da disposição do campo solar.	57
Figura 3.2: Opções de circulação do HTF nos 4 painéis do recetor.	59
Figura 3.3: DNI no mês de Julho.	66
Figura 4.1: Representação da energia térmica no campo solar até à energia térmica de saída no recetor. À esquerda através do modelo SAM e à direita do modelo matemático.	82
Figura 4.2: Representação da energia térmica de saída no recetor, da energia armazenada (excedente) e da energia térmica para o bloco de potência. À esquerda resultados do SAM e à direita do modelo matemático.	83
Figura 4.3: Representação da energia térmica de saída no recetor até a energia elétrica bruta. À esquerda resultados do SAM e à direita do modelo matemático.	83
Figura 4.4: Representação da energia elétrica disponível e da energia elétrica injetada na rede. À esquerda dados no SAM e à direita no modelo matemático.	84
Figura 4.5: Produção de energia com back-up a biomassa no mês de Setembro (SAM).	85
Figura 4.6: Resumo da produção anual do sistema e diagrama de perda.	86
Figura 4.7: Produção de energia/mês.	86
Figura 4.8: Consumo de <i>pellets</i> /ano.	87
Figura 4.9: À esquerda: diferença (%) dos CDT. À direita: diferença (%) dos CIT.	89

Lista de Tabelas

Tabela 2.1: PIP's selecionadas em 2009 para as CSP [5].	16
Tabela 3.1: Parâmetros da localidade e recursos climático.	55
Tabela 3.2: Parâmetros do helióstato.	56
Tabela 3.3: Parâmetros do campo solar	57
Tabela 3.4: Número de helióstatos em cada secção do campo solar.	58
Tabela 3.5: Parâmetros do recetor e da torre.	59
Tabela 3.6: Parâmetros das características do bloco de potência.	60
Tabela 3.7: Parâmetros das características do armazenamento térmico.	61
Tabela 3.9: Controlo do despacho térmico no sistema.	62
Tabela 3.10: Horas de funcionamento de biomassa por cada mês.	62
Tabela 3.10: Parâmetros das perdas parasitas decorrente ao sistema.	63
Tabela 3.11: Custos associados a CSP de torre.	73
Tabela 3.12: Tabela de preços da tarifa bonificada, energia e <i>pellets</i> .	75
Tabela 3.13: Parâmetros do empréstimo.	75
Tabela 3.14: Parâmetros da vida útil do sistema e taxas.	76
Tabela 4.1: Custos diretos associados à CSP de torre.	88
Tabela 4.2: Custos indiretos associados à CSP de torre.	88
Tabela 4.3: Custo total do CSP de torre.	89
Tabela 4.4: Indicadores económicos.	90
Tabela 4.5: Comparação dos parâmetros de saída do modelo matemático e do SAM.	91
Tabela 4.6: Comparação dos parâmetros da CTP20 e da Gemasolar.	93
Tabela 4.7: Comparação dos parâmetros da CTP20 e da Gemasolar.	94

1

Introdução

Neste capítulo introdutório é feita uma abordagem à forma como esta dissertação foi elaborada e como está organizada.

Na secção 1.1 apresenta-se a introdução da dissertação demonstrando a dependência do homem face à energia elétrica gerada a partir de combustíveis fósseis. Analisa-se, também, as alternativas na produção de energia através de fontes renováveis. O sistema termo solar é uma dessas alternativas e um dos focos deste trabalho. Na secção 1.2 apresenta-se o contexto e a motivação do estudo técnico, económico e financeiro do sistema termo solar com *back-up* a biomassa (*pellets*). A secção 1.3 apresenta as contribuições e os objetivos a alcançar com este trabalho. Este capítulo termina com a secção 1.4 que apresenta a organização textual da dissertação.

1.1 Introdução

A evolução humana tem demonstrado uma grande dependência da energia elétrica, o que resulta na busca de combustíveis para a sua produção. O homem no seu quotidiano encontra-se bastante dependente da energia para a realização de variadas tarefas.

Neste sentido, e na necessidade constante de produção de energia elétrica tem-se recorrido cada vez mais às energias renováveis. Para além de colmatar a necessidade de energia, também se manifesta uma preocupação ambiental e ecológica.

Na procura da melhor tecnologia de conversão muitas tecnologias têm aparecido. Destas, umas apresentam bons resultados – como o caso dos painéis fotovoltaicos, PV, da concentração de energia solar, CSP, da energia eólica, entre outros – e outras apresentam resultados menos bons, como o aproveitamento das energias do mar.

Uma das tecnologias que tem vindo a denotar um crescimento em termos técnicos e económicos é a PV, que converte diretamente a energia solar em energia elétrica. Porém, este tipo de tecnologia falha quando se pretende obter uma grande produção de energia elétrica (numa central PV), e surge, assim, a necessidade de armazenamento no período em que há irradiação, para ser consumida de noite. Consoante a tecnologia o processo é possível com adição de baterias para o armazenamento elétrico, mas tal processo não é economicamente viável, uma vez que para armazenar grandes quantidades de energia são necessárias muitas baterias.

A tecnologia térmica solar concentrada (CSP) que converte a irradiação normal direta, DNI, em energia térmica através de espelhos e um recetor. Desta forma, a energia térmica pode ser armazenada e convertida em energia elétrica. Esta tecnologia também tem um custo elevado, mas pode ser viável economicamente se forem aplicadas algumas medidas, como incentivos ou tarifas especiais. Este é o ponto de partida para o desenvolvimento deste trabalho em que se pretende realizar um estudo técnico, económico e de dimensionamento de uma central termo solar de torre norte em Portugal.

Ao fazer-se um balanço das fontes de energia elétrica em Portugal verifica-se que é um dos países no mundo com maior potencial no campo das energias renováveis, tendo ocupado o quinto lugar em 2014 [1]. No entanto, ainda não existe uma única central de CSP em Portugal. É importante referir que Espanha, país vizinho de Portugal é a líder mundial neste tipo de tecnologia[1].

Assim, pretende-se com este trabalho demonstrar a viabilidade técnica e económica que Portugal dispõe para este tipo de tecnologia.

1.2 Contexto e Motivação

A tecnologia CSP de torre tem mostrado, pela sua implementação em alguns países, ser viável em termos técnicos e económicos. Como exemplo disto é a primeira central de torre Gemasolar em Espanha que funciona 24 horas por dia [2]. Exemplo semelhante é

a atual central de Ivanpah, situada na Califórnia (E.U.A.), com capacidade de fornecimento de 377 MW de energia é suficiente para fornecer 140 mil casas, sendo composta por três torres e contendo 170000 helióstatos [3].

Sendo Portugal um dos países na Europa com maior DNI pode revelar-se como um bom local para a implementação desta tecnologia. E a par deste facto e tendo em conta os exemplos anteriormente referidos torna-se lógico o interesse em aplicá-la no país.

1.3 Objetivo e Contribuições

Esta dissertação pretende avaliar a viabilidade das tecnologias CSP para Portugal, bem como a hipótese de efetuar um *back-up* a biomassa. Os objetivos principais deste trabalho são:

- Efetuar um estudo técnico e económico dos componentes constituintes do CSP de torre central;
- Unir os tipos de tecnologia CSP de torre central e biomassa de maneira a funcionarem como um sistema;
- Efetuar um dimensionamento do CSP de torre central com back-up a biomassa em Portugal;
- Avaliar o desempenho técnico e económico do CSP de torre central com back-up a biomassa em Portugal.

1.4 Organização da dissertação

Esta dissertação é constituída por 5 capítulos e está organizada da seguinte forma:

Capítulo 1 – Introdução

Neste capítulo é realizada uma abordagem introdutória do tema em análise, do contexto e motivação e dos objetivos do trabalho e uma breve explanação da organização do mesmo.

Capítulo 2 – Estado da Arte

Neste capítulo é feito um estudo detalhado dos elementos que constituem um sistema CSP, especificamente a de torre norte com armazenamento térmico a sal fundido, bem como um estudo da possibilidade da implementação da biomassa a funcionar com esta tecnologia. Efetua-se, também, um estudo da viabilidade económica do sistema.

Capítulo 3 – Dimensionamento de uma central termo solar *back-up* a biomassa em Portugal

Com o objetivo de efetuar uma simulação desta tecnologia (CSP de torre), em Portugal, este capítulo é dividido em duas secções, sendo que a primeira secção apresenta um dimensionamento efetuado no software System Advisor Model, SAM e a segunda apresenta um dimensionamento através de um modelo matemático criado pelo autor,

executado no software Excel (bem como a execução de um código criado em Matlab para o cálculo do recetor).

Capítulo 4 – Resultados do dimensionamento e discussão

Este capítulo apresenta os resultados quantitativos dos dois dimensionamentos efetuados, bem como algumas conclusões retiradas dos mesmos. Apresenta, igualmente, duas comparações: 1) entre os resultados do modelo matemático e o *SAM* (secção 4.4.1) e 2) entre os resultados efetuados no *SAM* (dimensionamento) e os reais da central Gemasolar (secção 4.4.2).

Capítulo 5 – Conclusões

Neste capítulo são apresentadas as conclusões da dissertação tendo em conta os valores obtidos na simulação e os resultados da comparação. Serão, ainda, apresentadas propostas de trabalhos futuros.

2

Estado da arte

Este capítulo é dividido em sete secções onde se efetua um estudo teórico e técnico da concentração de energia solar e *back-up* a biomassa (*pellets*) para produção de energia termo solar, de maneira que possa sustentar os procedimentos aplicados no capítulo 3.

Na secção 2.1 analisa-se a concentração de energia solar (CSP), demonstrando as fases do fluxo de energia de concentração solar, bem como a irradiação solar para CSP e o seu funcionamento focado principalmente na tecnologia CSP de torre.

Na secção 2.2 é elaborada um estudo dos tipos de tecnologia CSP.

Na secção 2.3 é feita uma abordagem dos tipos de tecnologia CSP em Portugal.

Na secção 2.4 é apresentado um estudo detalhado de todos os componentes de uma central CSP de torre.

Na secção 2.5 é elaborado um estudo de um sistema CSP de torre com *back-up* a biomassa (*pellets*). Com recurso aos combustíveis a *pellets*, da caldeira e da integração desta com o sistema CSP de torre.

Na secção 2.6 é apresentado um caso de estudo económico de uma central CSP de torre com *back-up* a biomassa (*pellets*).

Na última secção 2.7 é realizada uma abordagem ao *software System Advisor Model* (SAM), que foi usado para efetuar o dimensionamento do sistema.

2.1 Concentração de energia solar (CSP)

Existem basicamente dois tipos de aproveitamento da energia solar térmica: a energia solar térmica de baixa temperatura e a energia solar térmica de alta temperatura ou energia solar termoeleétrica.

A energia solar térmica de baixa temperatura consiste na instalação de pequenos painéis expostos à luz solar e o seu fim é quase exclusivo para aquecimento de água.

A energia solar térmica de alta temperatura consiste na concentração da Irradiação Normal Direta, DNI, e tem como fim a geração de energia elétrica (solar termoeleétrica), que é o foco deste trabalho. Existem outros estudos realizados sobre este tipo de aproveitamento (solar de alta temperatura), como o caso da refrigeração solar, geração de hidrogénio, processamento de matérias-primas, descontaminação, entre outras.

O processo de geração da energia solar termoeleétrica, designada como CSP, consiste na utilização de concentradores que focam a DNI num ponto (recetor), que se converte em energia térmica (altas temperaturas). Deste modo, é aquecido um fluido de trabalho, quer diretamente ou através de um sistema de permutador de calor (por meio de um Fluido de Transferência de Calor, HTF). O fluido de trabalho é então transferido para um bloco de geração térmica convencional onde se converte o vapor em energia elétrica por meio de uma turbina e um gerador elétrico. Ao longo de todo o processo vão surgindo perdas no concentrador, no recetor e por calor rejeitado [4].

A Figura 2.1 representa um diagrama de fluxo de energia do esquema de um sistema de concentração de energia solar térmica simplificado.

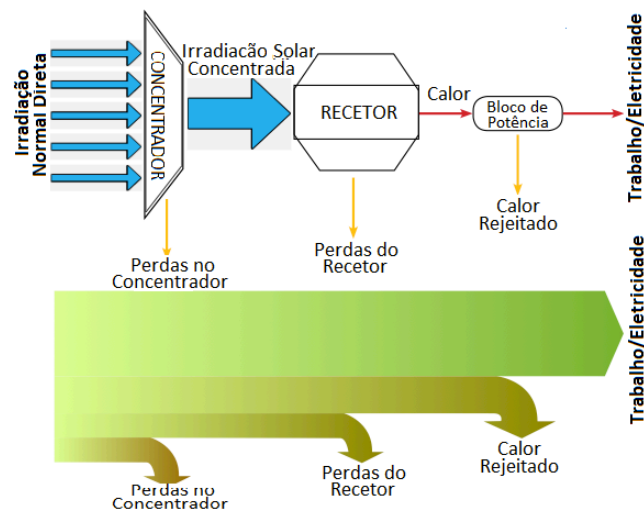


Figura 2.1: Diagrama de fluxo de energia de concentradores solares [4].

O combustível para uma central CSP é a concentração da irradiação normal direta, DNI, por isso é importante a descrição de alguns conceitos sobre a DNI.

A principal fonte de energia para a terra é o sol que sustenta as várias formas de vida na terra. Tendo em consideração o tempo de vida dos seres humanos pode-se chegar à conclusão que o sol é um recurso praticamente inesgotável.

O sol é uma esfera de matéria gasosa intensamente quente que fornece anualmente para atmosfera terrestre uma quantidade enorme de energia, cerca de $1,5 \times 10^{18}$ kWh, que corresponde a 10000 vezes o consumo mundial de energia no período de 1 ano [5].

A irradiação total que atinge a superfície da terra é a designada irradiação global, sendo constituída de diferentes tipos de irradiação: irradiação global horizontal, GHI, irradiação direta, irradiação difusa e a irradiação direta normal, DNI.

A irradiação global horizontal, GHI, é toda a irradiação que atinge uma determinada superfície em qualquer ângulo. Constituída por irradiação direta e difusa. A GHI pode ser calculada através da seguinte fórmula matemática [6]:

$$GHI = DNI \times \cos(SZA) + DHI \quad (2.1)$$

Esta equação fundamental é a base da maioria dos projetos de radiação solar [6].

Sendo que:

- SZA é o ângulo zenital solar calculado a partir da data e hora de medição num local específico;
- DHI é a irradiação difusa horizontal.

Irradiação direta - é toda a irradiação que vem diretamente do sol considerando-se o ângulo de incidência entre o sol e a superfície terrestre.

Irradiação difusa - é a irradiação que aparece dispersa. Por exemplo, a irradiação refletida por nuvens, gelo e através da humidade atmosférica.

Irradiação normal direta, DNI - é a irradiação direta que incide na superfície terrestre com um ângulo de 90° .

As tecnologias CSP utilizam apenas a DNI para funcionar (Figura 2.2), uma vez que requerem uma quantidade elevada de irradiação (concentrando a DNI) e são dotadas de rastreamento seguindo a trajetória do sol.

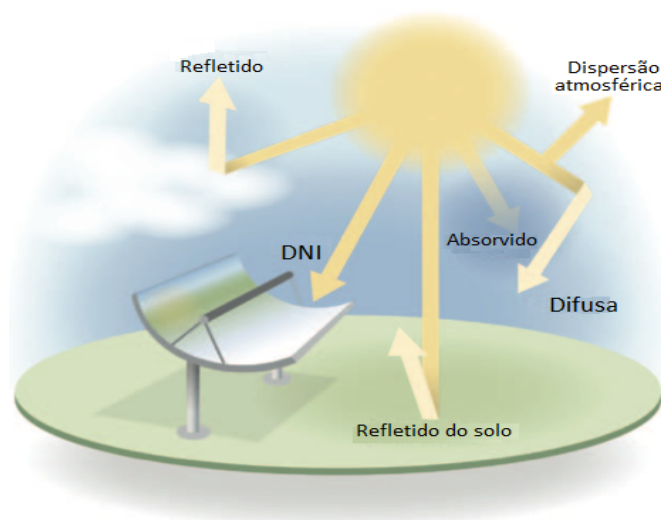


Figura 2.2: Demonstração do conceito da DNI para o CSP [6].

2.1.1 Radiação solar em Portugal

Se se analisar o nível de radiação global média anual que atinge a superfície terrestre da Europa (Figura 2.3), ver-se-á que Portugal é um dos países com maior disponibilidade de irradiação solar.

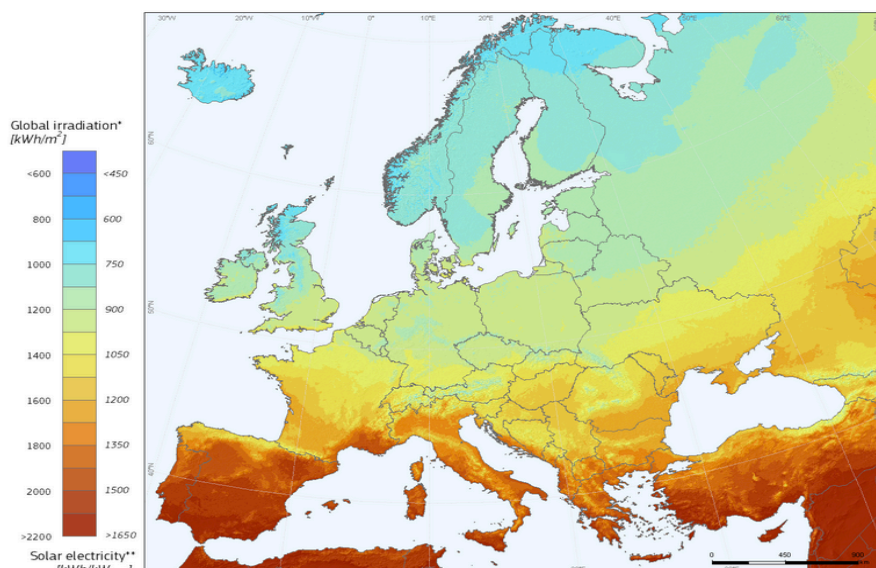


Figura 2.3: Mapa da irradiação global na Europa [7].

Na Figura 2.4 verifica-se que as regiões de Portugal com maior valor de irradiação solar são as regiões do Alentejo e do Algarve, logo as mais favoráveis para a aplicação desta tecnologia.

O número médio anual de horas de sol nas regiões é um parâmetro muito importante para a CSP. No caso de Portugal varia entre 2200 h e 3000 h no continente, e nos Açores e na Madeira varia entre 1700 h e 2200 h respetivamente.

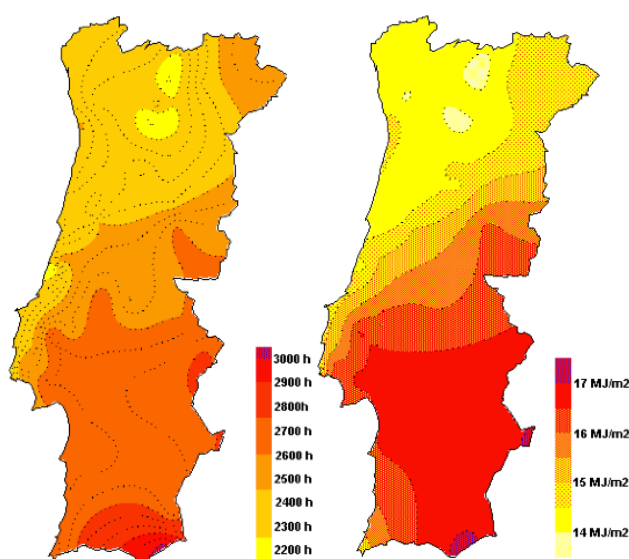


Figura 2.4: À esquerda - Tempo em horas de irradiação solar em Portugal. À direita – Irradiação solar no plano horizontal em Portugal [8].

2.2 Tipos de tecnologia CSP

As tecnologias solar termoeletricas concentradas, CSP, variam de acordo com a forma de concentração da DNI num ponto, no recetor. Tendo em conta este fator existem quatro tipos de CSP: coletor cilíndrico parabólico, CCP; disco parabólico *Stirling*; *Fresnel* linear e recetor de torre central (Figura 2.5).

Os elementos que mais se diferenciam nas tecnologias de CSP são o campo solar e o recetor, que podem ter armazenamento térmico e permutador de calor (dependendo do tipo de CSP e HTF). No entanto, para se converter a energia térmica em energia eléctrica   necessário um bloco de potência.

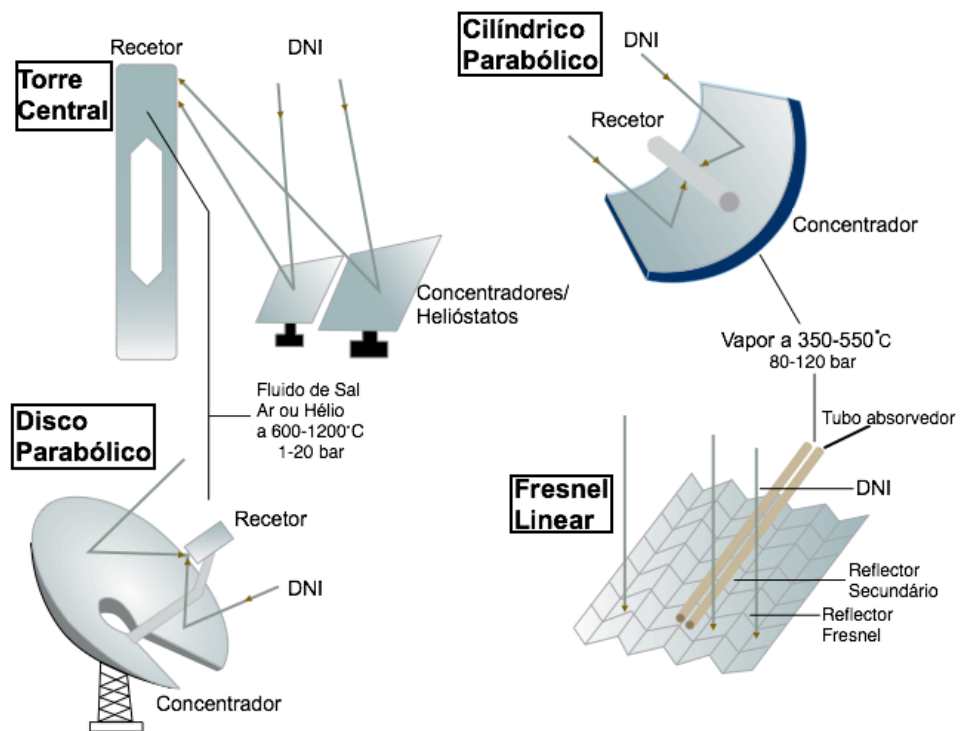


Figura 2.5: Tipos de tecnologias CSP [4].

2.2.1 Coletor cilíndrico parabólico

Entre as quatro tecnologias já referenciadas anteriormente esta é a mais desenvolvida [4], [9].

Neste tipo de tecnologia o campo solar consiste em várias filas ou linhas paralelas com a forma de calhas (calhas solares ou coletores solares), podendo cada fila albergar vários coletores solares em série. As calhas solares são espelhos parabólicos (refletores), geralmente de prata ou de alumínio polido revestido, tendo um tubo absorvedor (receptor), de execução do seu comprimento no ponto focal, (Figura 2.6). O recetor tem a forma de um tubo de metal (normalmente de aço) com um revestimento preto onde passa o fluido e   rodeado/revestido por um tubo de vidro (com espaço entre os tubos), para manter um vácuo entre os dois tubos (protegendo, assim, o tubo metálico

contra as possíveis agressões do meio ambiente), reduzindo, desta forma, a perda de calor [10], (Figura 2.7).



Figura 2.6: Coletor cilíndrico parabólico [4].

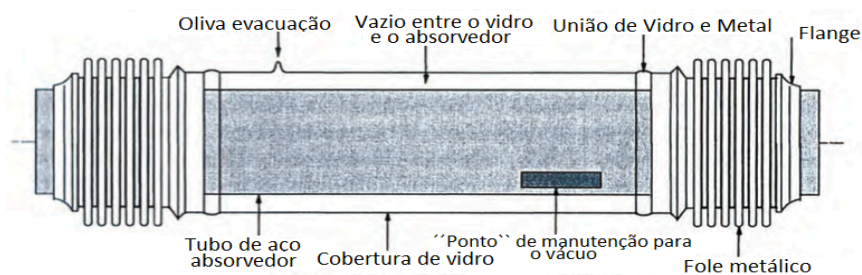


Figura 2.7: Recetor do coletor cilíndrico parabólico [11].

O princípio de funcionamento baseia-se na geometria do espelho parabólico que direciona a DNI ao recetor tubular, localizado na linha focal dos coletores. A DNI concentrada ao recetor transfere energia em forma de calor, por meio de convecção, com a parede do tubo de absorção para um fluido que passa no interior do recetor. Esta transferência de calor é diretamente proporcional à área de contacto [10]. O fluido normalmente é óleo sintético com temperatura de trabalho (energia térmica) até 300°C - 400°C [10] e é dirigido para o bloco de potência onde a energia térmica contida no fluido é convertida em energia elétrica.

Os coletores são instalados em estruturas de rastreamento de um único eixo, que podem ser alinhados em norte-sul ou eixo horizontal este-oeste, para que estes possam seguir a posição do sol (Figura 2.8).

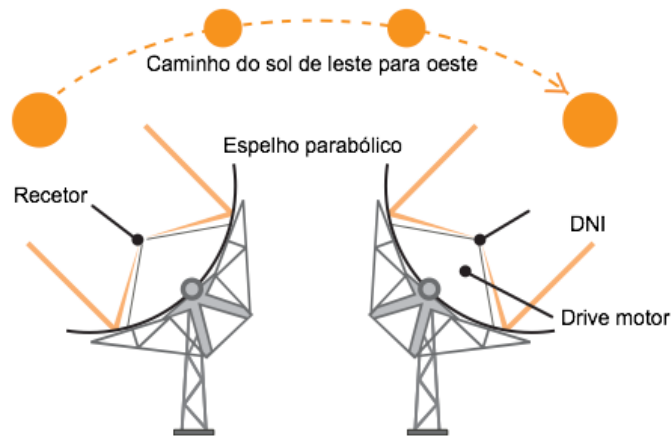


Figura 2.8: Rastreamento das parabólicas para a posição do sol [9].

2.2.2 Fresnel linear

Os sistemas de *Fresnel* foram desenvolvidos, na década de 90 do século passado, pela empresa Solarmundo na Bélgica pela Universidade de Sydney na Austrália [11].

O campo solar deste tipo de tecnologia consiste em linhas paralelas (fileiras) com grupos de espelhos. É uma tecnologia muito parecida com a tecnologia CCP, no entanto, em vez de calhas parabólicas possuem um grupo de espelhos planos na posição horizontal, denominado por campo primário, com fileiras de espelhos no chão. Um segundo espelho (campo secundário) situado por cima do recetor [4] com o formato parabólico para aumentar a DNI refletida do campo primário para o tubo recetor.

Os espelhos desta tecnologia são menos eficientes, cerca de 15%, em relação ao espelho parabólico da CCP, devido à forma de curva do espelho parabólico. Mas a *Fresnel* linear tem menos custos de construção, tornando-o, assim, mais viável [11].

O recetor tem a forma de um tubo de metal onde passa o fluido e é revestido por um tubo de vidro (com espaçamento entre eles), de modo a manter um vácuo entre os dois tubos (protegendo o tubo metálico do meio ambiente) e diminuindo, assim, as perdas.

O princípio de funcionamento baseia-se na concentração da DNI vinda do campo primário (sendo que este rastreia o sol por meio de motores elétricos) e com ajuda do campo secundário direcionam a concentração da DNI para o recetor [11]. A DNI concentrada ao recetor transfere energia em forma de calor para o fluido (por meio de convecção com a parede do tubo de absorção), que passa no interior do recetor, percorrendo o mesmo caminho tal como acontece com o CCP, (Figura 2.9).



Figura 2.9: Tecnologia *Fresnel* linear [4].

2.2.3 Disco parabólico Stirling

Na tecnologia do disco parabólico *Stirling* o campo solar consiste em várias unidades independentes de discos parabólicos, onde o número de discos parabólicos depende da potência a instalar (Figura 2.10). Os discos parabólicos são espelhos (refletores) na forma de um disco parabólico e contêm um recetor com um motor do tipo *Stirling* acoplado a um gerador elétrico.

Uma das principais vantagens de um projeto com motor *Stirling* para CSP é o fato de estar focada na aplicação direta do calor na concentração da DNI para o motor-gerador. Este calor pode atingir uma temperatura de 750°C [4]. Por este motivo esta tecnologia solar de sistemas parabólico com motor *Stirling* tem demonstrado maior eficiência de conversão (29,4%) solar-elétrico [12] comparativamente com todas as outras tecnologias CSP.

O princípio de funcionamento começa na geometria dos espelhos que possuem a forma de disco parabólico que concentram a DNI no centro de um ponto focal, onde se encontra posicionado o recetor térmico que irá transferir a energia térmica contida para um motor *Stirling* (Figura 2.10). Posteriormente, o motor *Stirling* converte a energia térmica absorvida em energia mecânica giratória por meio da expansão do gás em um pistão-cilindro [12]. A energia mecânica giratória acoplada a um gerador elétrico é, então, convertida em energia elétrica.

Cada disco parabólico já fornece energia elétrica para depois ser transportada e consumida. Os discos parabólicos são instalados em estruturas de rastreamento de dois eixos que podem ser alinhados para seguir o sol, tanto no ângulo da altura do sol, como o ângulo de azimute.



Figura 2.10: Representação ideal de um sistema de disco parabólico com motor *Stirling* [12].

2.2.4 Central termoelétrica solar de torre central

A tecnologia denominada por central termoelétrica solar de torre central já atingiu a sua maturidade comercial e está em plena expansão. Está em desenvolvimento desde 1980, após a experiência pioneira do Solar I e Solar II nos EUA e a Plataforma de Almería em Espanha durante o período de 2000-2010 [13].

Uma das centrais que aplica esta tecnologia é a Gemasolar, sendo esta a primeira central solar termoelétrica de torre central no mundo a funcionar 24 horas por dia (devido ao seu sistema de armazenamento)[2]. Atualmente a maior central no mundo com este tipo de tecnologia é a de Ivanpah com 377 MW de potência (Califórnia, E.U.A.)[3].

Uma vantagem notável desta tecnologia (termoelétrica solar de torre central) em comparação com outras tecnologias de CSP, como a linear de *Fresnel* ou a de disco parabólico é que o recetor opera a uma eficiência térmica mais elevada. Tal deve-se ao facto de que todos os helióstatos concentram a DNI para um ponto (superfície do recetor) [14], elevando, assim, a temperatura de funcionamento [15]. O crescimento rápido desta tecnologia deve-se, em grande parte, a esta vantagem.

Os elementos principais deste tipo de tecnologia são: helióstatos, torre, armazenamento térmico (opcional) e o bloco de potência. Todos estes elementos estão interligados de tal maneira a funcionar como um só sistema.

Assim sendo, é deveras importante saber o princípio de funcionamento da central e os pormenores técnicos dos elementos, bem como a viabilidade económica, sempre que se pretenda efetuar um dimensionamento.

A Figura 2.11 apresenta o princípio de funcionamento desta tecnologia. Os raios solares ou irradiação normal direta, DNI, atingem a superfície dos helióstatos (ponto 1), que funcionam como um espelho, desviando ou refletindo os raios solares para o recetor (ponto 3). Tal provoca um aumento de concentração solar que por sua vez aumenta

a temperatura (energia térmica), esta temperatura é transferida para um fluido térmico (no caso sais fundidos), denominado como fluido de transferência de calor, HTF. No caso de o sistema possuir dois circuitos (um principal e um secundário), o HTF de sais percorre apenas o circuito primário.

O circuito primário tem dois tanques de armazenamento: tanque de sais frio (ponto 2) e tanque de sais quente (ponto 4) e o HTF circula com a ajuda de bombas hidráulicas. No caso do HTF de sais frio a 285°C , ao sair do tanque frio (ponto 2), percorre por meio do tubo até ao topo da torre até chegar ao recetor (ponto 3), onde é aumentada a sua energia térmica aproximadamente 565°C . Ao sair do recetor é transferida para o tanque quente (ponto 4), onde se pode armazenar e, posteriormente, o fluido passa por um permutador de calor (ponto 5), e em seguida o fluido é conduzido para o tanque frio (ponto 2) onde continua o mesmo processo (verifica-se desta forma um ciclo).

O permutador de calor (ponto 5) tem a função de transferir a energia térmica do circuito primário para o circuito secundário. Neste circuito secundário o fluido de trabalho (água), ao atingir a temperatura que lhe é transferida passa do estado líquido para o estado de vapor. O vapor de água é, então, aproveitado para uma turbina a vapor (ponto 6), que converte a energia cinética em energia mecânica giratória. Por outro lado este vapor é aproveitado por meio de um condensador que passa o vapor a líquido saturado e, assim, dá continuidade ao seu ciclo do circuito secundário. A energia mecânica giratória é convertida em energia elétrica por meio de um gerador elétrico (ponto 7) acoplado com a turbina. A energia elétrica é depois dirigida para um transformador (ponto 8), que eleva a tensão elétrica baixando a corrente, para que possa ser transportada por cabos elétricos minimizando as perdas no transporte da energia.



Figura 2.11: Central solar termoelétrica de recetor de torre [2].

2.3 Central termo solar em Portugal

Em 2008 Portugal previa ter a primeira central solar térmica em Tavira, que ocuparia cerca de 7 a 9 hectares. O projeto utilizaria uma tecnologia da Austrália *Solar Heat and Power*. Dado que os diplomas para a produção de eletricidade a partir de fontes renováveis não favoreciam esta tecnologia, foi, assim, atribuída uma tarifa especial.

A construção desta central de Tavira foi projetada para uma potência instalada de 6,5 MW e estimava-se que produziria anualmente 12,8 GWh, o que equivaleria ao consumo de eletricidade de 400 habitações [5].

Com a publicação do despacho nº 18838/2009 da Direção-Geral de Energia e Geologia, DGEG, de 14 de agosto, o Governo Português promoveu em 2009 o desenvolvimento tecnológico para o aproveitamento das energias por fontes solares. Neste documento estabeleceu metas para apresentação de pedidos de informação prévia, PIP, para sistemas de concentração solar para produção de energia elétrica, por solar térmica, CSP, e por solar fotovoltaico, CPV. Também nesse ano foram atribuídas limites de potência para apresentação de PIP na ligação à rede de instalações do Sistema Elétrico Nacional [5].

No caso da tecnologia CSP os limites foram de 4,5 MW para motores *Stirling* e 24 MW para as restantes tecnologias.

Foram apresentadas 87 PIP, dos quais foram aceites 65. E destes 65 foram selecionados 15, sendo que 10 foram para a CSP e 5 para a CPV. Nas 10 para a CSP 4 foram para os motores *Stirling*, 2 para torre solar, 2 para cilindro parabólico e as outras 2 foram para *Fresnel* linear [5].

A Tabela 2.1 apresenta as 10 PIP que foram selecionadas para a CSP com indicação dos promotores, da denominação da central, do tipo de tecnologia, da potência e da localidade.

Tabela 2.1: PIP's selecionadas em 2009 para as CSP [5].

Promotor	Central CSP	Tecnologia	Potência	ZR	Local	Tecnologia
Ramada Holdings, SGPS	Quinta Solar Alentec 1	Motores Stirling	1,5	48	Évora	Motores Stirling
Hyperion Energy Portugal	Solar Stirling I	"	1,5	48	Évora ou Reguengos	
Selfenergy	Central Solar Térmica de Odelouca	"	1	54	Silves	
Bragalux	Central Termoeléctrica de Alcanizes	"	1,5	48	Évora	
Promotor	Central CSP	Tecnologia	Potência	ZR	Local	Tecnologia
Efacec	Central Demonstrativa de Concentração Solar de Torre - SolMass	Torre	4	53	Tavira	Torre
Abengoa/Fomentinvest	Central Solar Térmica de Moura	"	4	48	Moura	
Promotor	Central CSP	Tecnologia	Potência	ZR	Local	Tecnologia
Energina SLU	Solar Termoeléctrica de Évora	Cilíndrico Parabólico	4	48	Évora	Cilíndrico Parabólicos
Martifer Energia	Instalação Solar Térmica Concentrada de Évora	"	4	48	Évora	
Promotor	Central CSP	Tecnologia	Potência	ZR	Local	Tecnologia
Dalkia	Central de Concentração Solar Térmica de Faro	Fresnel	4	53	Faro	Fresnel
Tom	Moura Fresnel (CSP)	"	4	48 ou 49	Moura	

2.4 Descrição das principais componentes de uma central CSP de torre

2.4.1 Campo solar de helióstatos

Existem basicamente dois tipos de campos solares: campo circular e campo norte (Figura 2.12). No caso do campo circular os helióstatos são formados por anéis (filas circulares umas atrás das outras) ao redor da torre com recetor externo cilíndrico. No caso do campo norte os helióstatos são formados por filas côncavas umas atrás das outras com um recetor de cavidade. A capacidade nominal típica está compreendida na gama de 1MW a 20MW [15].

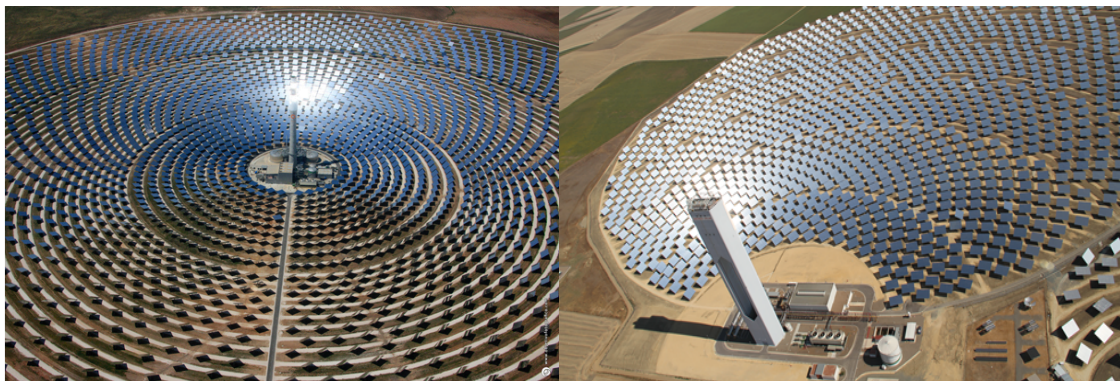


Figura 2.12: À esquerda: campo circular da central Gemasolar [2]. À direita: Campo norte da PS20 em Sevilla [16].

2.4.1.1 Helióstato

Os helióstatos são responsáveis por refletirem ou direcionarem a DNI para o recetor. Este elemento tem um custo económico com cerca de 30% a 40% do custo total da central [14], [17], por isso é importante um estudo mais aprofundado deste componente.

Os helióstatos são placas de espelhos com diversos formatos (retângulo, quadrado ou circular). Estas placas estão constituídas normalmente por: facetas (placa de espelhos ou módulos), um único espelho (geralmente de vidro e metal) com uma superfície ligeiramente curva, estrutura de apoio, sistema de controlo e *drives* de rastreamento. As facetas estão fixadas na estrutura do helióstato de modo que faça uma pequena curva, podendo, assim, focar a DNI que será direcionada para o recetor [17], [18].

Na Figura 2.13 (à esquerda) pode-se aferir os 12 módulos ou espelhos, de 1.1m x 3.12 m cada, que compõem um helióstato; o tubo de torque; a *drive* de azimuth e elevação; a eletrónica do helióstato; o suporte/pedestal; a caixa de energia e a estrutura que suporta e direciona os espelhos.

Existem vários modelos de helióstatos, consoante o tamanho, formato, entre outras características [17]. Alguns modelos de helióstato são: Colon 70, Multe-Faceta esticada Membrana Helióstato, PSI 120, Sanlucar 90 (Figura 2.13. à direita), HELLAS 01, H100, H150 e ASM- 150.

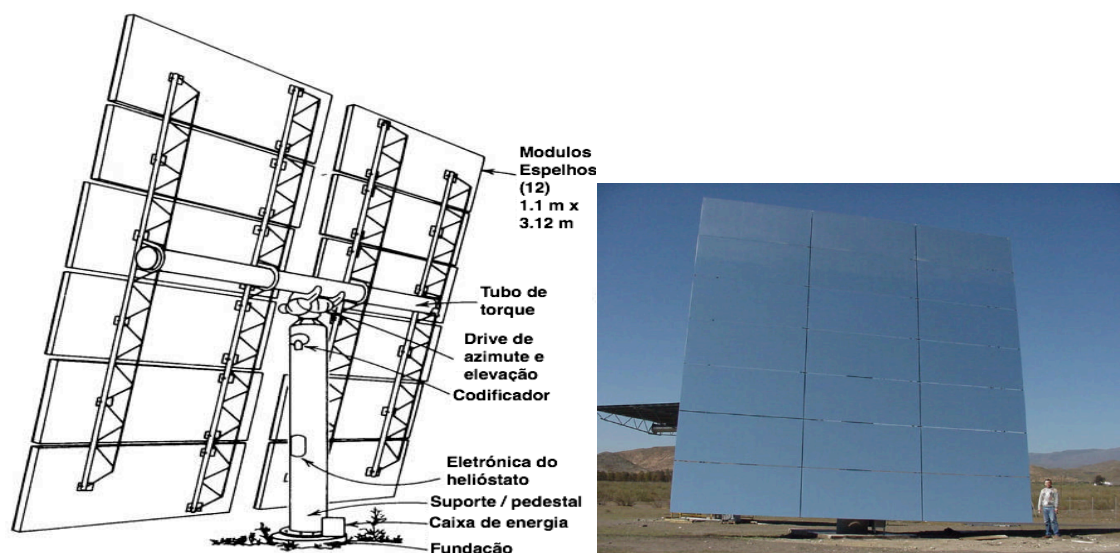


Figura 2.13: À esquerda: Componentes de um helióstato [19]. À direita vista frontal do helióstato Sanlucar 90 [17].

Para se conferir a área de reflexão de um helióstato é necessário aplicar as seguintes equações. Para um helióstato retangular ou quadrado é preciso aplicar o produto da largura (L_{hel}) com altura (H_{hel}) e o da área de reflexão ao perfil A_{ref} , como apresentado na seguinte expressão:

$$A_{hel} = L_{hel} \times H_{hel} \times A_{ref} \quad (2.2)$$

A área de reflexão de um helióstato também pode ser calculada pelo produto da área de uma faceta e o número de facetas $N_{facetas}$:

$$A_{hel} = L_{facetas} \times H_{facetas} \times N_{facetas} \quad (2.3)$$

No caso de um helióstato redondo é apenas necessário aplicar o produto do raio (r) ao quadrado com o π e o da área de reflexão ao perfil:

$$A_{hel} = r^2 \times \pi \times A_{ref} \quad (2.4)$$

Se se fizer o cálculo do produto da área refletida dos helióstatos e o número de helióstato, ter-se-á a área de reflexão total de um campo solar:

$$A_{rt} = A_{hel} \times N_{hel} \quad (2.5)$$

2.4.1.2 Perdas associadas ao campo solar

A energia da DNI ao atingir a superfície de reflexão de um helióstato é refletida para a torre, mas esta energia diminui o seu potencial devido as perdas decorrentes ao processo. Estas perdas acontecem em cada helióstato (individual) do sistema. Estas perdas afetam fortemente a eficiência global do sistema. Estas perdas poderão ser:

- Perda por efeito cosseno;
- Perda por sombreamento;
- Perda por bloqueio;
- Perda por refletividade do helióstato;
- Perda por atenuação atmosférica;
- Perda por derrame.

Para além destas perdas poderão surgir outras [14], [19]:

- ✓ Atividade de manutenção dos helióstatos: alguns helióstatos devem ser submetidos periodicamente a limpeza, o que diminui o tempo de funcionamento;
- ✓ Precisão do sistema de rastreamento: relacionado com a exatidão que o sistema de rastreamento terá para seguir o sol e refletir a DNI para o recetor, sendo que alguns fatores influenciam bastante esta atividade, como:
 - O sistema de rotação do azimuth e da altura do sol;
 - A refração atmosférica;
 - Desvio do helióstato provocado pela ação do vento;
 - O erro do tempo de transmissão;
 - O erro do tempo de computação.

Estas são algumas das perdas mais visíveis que podem surgir dentro de um campo solar de helióstatos, sendo que existem mais fatores que poderão influenciar o desempenho do campo solar.

➤ Perda por efeito cosseno

A perda por efeito cosseno deve-se ao ângulo de incidência do vetor unitário que aponta para o centro do sol e a linha imaginária da normal do heliostato. Este efeito pode diminuir significativamente o rendimento do heliostato dependendo da posição.

Como ilustra a Figura 2.14 o heliostato A, a norte da torre, tem uma pequena perda por efeito cosseno, porque a linha imaginária da normal da superfície está muito próximo da linha imaginária da torre, ou seja, o valor do ângulo é muito baixo (quase zero). No caso do heliostato B o ângulo tem um valor elevado fazendo com que a linha imaginária da normal da superfície esteja muito afastada da linha imaginária da torre, o que gera com que as perdas sejam maiores. Portanto, considerando o movimento do sol de este para oeste, os heliostatos a norte da torre têm uma maior eficiência em relação ao efeito cosseno.

Neste caso para calcular o valor do ângulo de incidência por efeito cosseno é necessário recorrer à seguinte fórmula [19], [20]:

$$\cos\alpha = \frac{1}{2} \times \frac{\hat{S} \times \hat{R}}{|\hat{S}| |\hat{R}|} \quad (2.6)$$

Contudo, os vetores unitários a partir da posição solar para um ponto *pivot* do heliostato ou a partir de um ponto *pivot* do recetor (\hat{S} ou \hat{R} repetidamente) podem ser calculados com as seguintes expressões:

$$\hat{S} = \frac{i_s + j_s + k_s}{S_{mag}} \quad (2.7)$$

$$\hat{R} = \frac{i_R + j_R + k_R}{R_{mag}} \quad (2.8)$$

Onde os componentes \hat{i} , \hat{j} e o \hat{k} representam os componentes escalares dos vetores \mathbf{x} , \mathbf{y} e o \mathbf{z} respetivamente. Sendo que os parâmetros S_{mag} e R_{mag} são definidos como a magnitude dos vetores de unidade para o sol (S) e para o recetor (R).

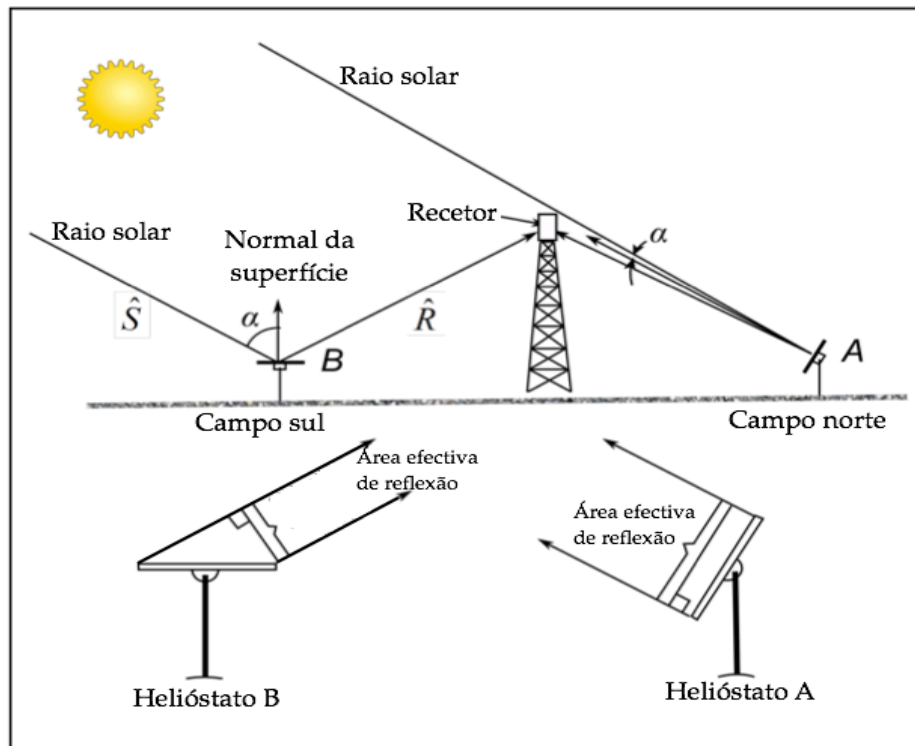


Figura 2.14: Efeito cosseno de dois heliostatos em direção oposta à torre [14].

➤ Perda por sombreamento e bloqueio

Existem dois processos de interação que reduzem a quantidade de radiação solar que chega ao recetor de uma central de torre que são o sombreamento e bloqueio dos heliostatos.

O sombreamento ocorre quando a posição de um determinado heliostato em relação ao sol projeta a sua imagem para outro heliostato, provocando que o outro heliostato tenha uma diminuição na transmissão do fluxo solar para o recetor [19].

O bloqueio acontece quando o percurso do fluxo solar de um heliostato (uma parte) é impedido por outro, ou seja, quando outro heliostato bloqueia uma parte do fluxo solar incidente de outro heliostato. Tal faz com que haja uma diminuição do fluxo solar incidente ao recetor [21] (Figura 2.15).

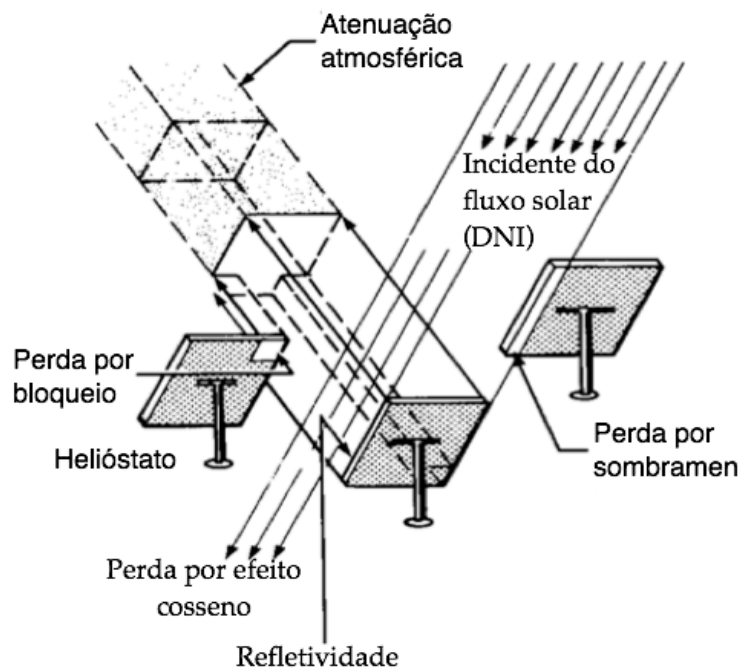


Figura 2.15: Perda de fluxo solar por sombreamento e bloqueio [21].

➤ Perda por refletividade do heliostato

A perda de refletividade do heliostato é originada pela capacidade de densidade do fluxo que os espelhos emitem, ou seja, a superfície refletora dos heliostatos não é perfeitamente plana, mas sim ligeiramente inclinada (côncava).

Devido à ligeira inclinação côncava dos espelhos estes produzem uma imagem de um cone com um parâmetro de desempenho importante, sendo o tamanho do contorno do perfil do fluxo maior no centro e contendo cerca de 90 % da energia total refletida [19] (Figura 2.16).

O aparelho de medida do fluxo de densidade é denominada por refletômetro [17].

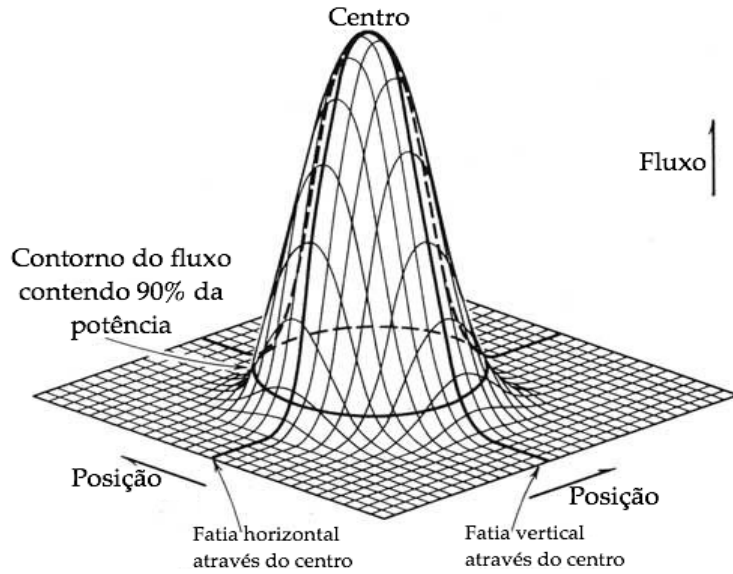


Figura 2.16: Padrão de densidade de fluxo de um heliostato que chega ao recetor [19].

➤ Perda por atenuação atmosférica

A DNI é refletida dos heliostatos até ao recetor, neste caso o heliostato encontra-se a uma distância da torre, o que limita o fluxo da DNI, existindo, assim, uma atenuação do feixe refletido à medida que viaja. Esta atenuação atmosférica do feixe é responsável por perdas de radiação e depende das condições ambientais, da distância dos heliostatos e da faixa de inclinação do heliostato para o recetor (S_f) em quilómetros [19].

A Figura 2.17 mostra o comportamento entre a faixa de inclinação (S_f) e a atenuação atmosférica para um dia claro de 23 Km de visibilidade e um dia escuro de 5 km de visibilidade. Constata-se, assim, que à medida que o S_f aumenta a atenuação vai diminuindo.

No caso de um dia claro com 23 Km de visibilidade a atenuação atmosférica calcula-se pela seguinte expressão matemática [19]:

$$t_a = 0,99326 - 0,1046 \times S_f + 0,017 \times S_f^2 - 0,002845 \times S_f^2 \quad (2.9)$$

No caso de um dia escuro com 5 Km de visibilidade a atenuação atmosférica calcula-se aplicando a seguinte fórmula [19]:

$$t_a = 0,98707 - 0,2748 \times S_f + 0,03394 \times S_f^2 \quad (2.10)$$

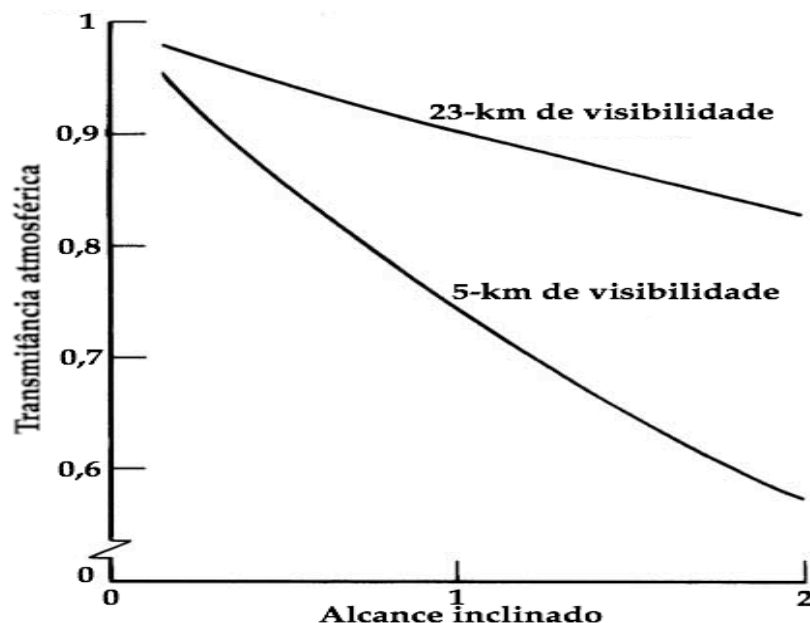


Figura 2.17: Atenuação atmosférica para um dia claro (23 Km) e para um dia escuro (5 km) [19].

➤ Perda por derrame

O derrame acontece quando uma parte da DNI não incide sobre a área da abertura da cavidade. O recetor é concebido para manter o derrame geral, normalmente menos de - 5% da luz refletida atingindo a vizinhança do recetor [21].

O derrame ou a proporção da imagem refletida que não incide na superfície do recetor é uma função da precisão, da uniformidade da superfície, do movimento da oscilação da torre, do movimento do sol, dos fatores ambientais como a velocidade do vento, da sedimentação do helióstato, e das questões dos controladores e do algoritmo [14]. Estes fatores contribuem para uma imagem errante que não atinge a abertura do recetor.

A Figura 2.18. apresenta a projeção da DNI do helióstato para a torre, onde se pode verificar uma imagem original que o helióstato deveria emitir caso não houvesse o derrame. Na mesma figura também se apresentam algumas mudanças da projeção da DNI para o recetor, mostrando, assim, o desvio da imagem da DNI da imagem original para uma outra superfície, provocando, deste modo, o derrame.

Este desvio da imagem é representado por um valor em radianos que especifica o total da distribuição de erro cónico para cada helióstato num desvio padrão.

O Kistler, 1986 [22] apresenta um valor padrão do desvio da imagem de um helióstato de 1 e 3 *mrad* dependendo da construção do helióstato.

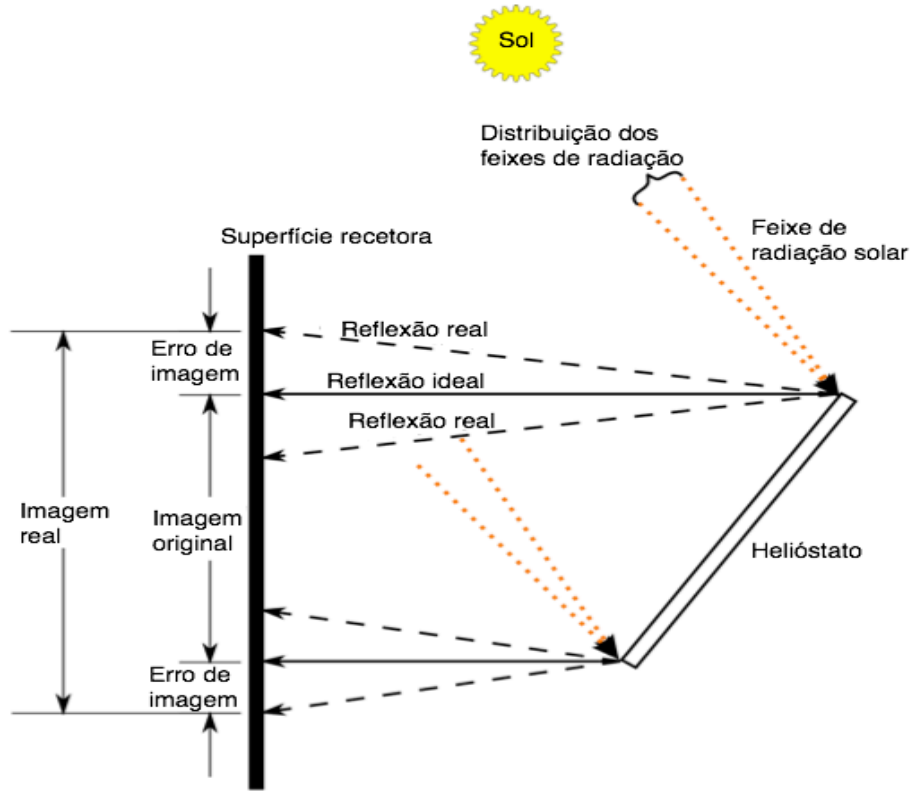


Figura 2.18: Derrame da DNI sobre uma superfície [14].

➤ Eficiência ótica do campo solar

Após análise das eficiências devido às perdas relativas aos fatores de cosseno (η_{cos}), de sombreamento e de bloqueio (η_{sb}), de espelho refletor (η_{ref}), de atenuação atmosférica (η_{ate}), e por derrame sobre a abertura da cavidade (η_{derr}), pode-se calcular a eficiência ótica do campo solar pela seguinte expressão matemática:

$$\eta_{opcs} = \eta_{cos} \times \eta_{sb} \times \eta_{ref} \times \eta_{ate} \times \eta_{derr} \quad (2.11)$$

Após o cálculo do rendimento ótico do campo dos heliostatos é possível calcular a energia térmica que o campo do heliostato fornece ao recetor:

$$E_{inc.rec} = DNI \times \eta_{opcs} \times A_{hel} \times N_{hel} \quad (2.12)$$

2.4.1.3 Distribuição e organização dos heliostatos no campo solar

Para organizar os heliostatos no campo solar, em geral, é melhor adotar um padrão radial (Figura 2.19). Este padrão minimiza o uso de terra, bem como o sombreamento e as perdas de bloqueio. Os heliostatos mais próximos da torre devem estar suficientemente separados para evitar interferências mecânicas. Os espaçamentos são maiores para os heliostatos mais distantes da torre para minimizar os bloqueios dos feixes refletidos [19].

Para se obter uma boa disposição e organização dos helióstatos dentro do campo solar é importante calcular os raios da distância da torre relativos aos helióstatos e calcular o incremento radial (ΔR), bem como o afastamento angular azimuth (Δaz).

O incremento radial (ΔR) é a distância que existe entre dois anéis (campo circular) ou arcos (campo norte) vizinhos.

O afastamento angular azimuth (Δaz) é a distância que existe entre os centros de dois helióstatos vizinhos pertencentes ao mesmo anel ou arco.

Para sabermos o ΔR entre dois helióstatos e o Δaz entre helióstatos adjacentes durante o processo de otimização do campo, procurando reduzir as perdas por sombreamento e bloqueio, tem que se aplicar as seguintes equações [23], [19]:

$$\Delta R = \frac{1}{2} (1.14424 \cot \theta_L - 1.0935 + 3.0684 \theta_L - 1.1256 \theta_L^2) H_{hel} \quad (2.13)$$

$$\Delta az = \left(1.7491 + 0.6396 \theta_L + \frac{0.02873}{\theta_L - 0.04902} \right) \times L_{hel} \frac{2r}{2r - H_{hel} \cdot \Delta R} \left(1 - \frac{H_{hel} \cdot \Delta R}{2r \cdot H_{torre}} \right)^{-1} \quad (2.14)$$

Onde:

θ_L é o ângulo da altitude de abertura do recetor em relação a uma posição sobre o solo.

H_{torre} é a altura da torre.

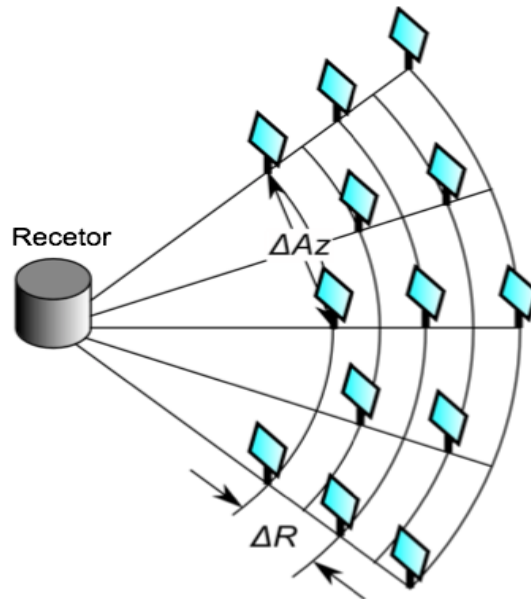


Figura 2.19: As definições fundamentais no campo helióstato [14].

2.4.1.4 Raios máximos e mínimos de um campo solar

Para um campo otimizado em que já se sabe a altura adequada da torre e pretende-se saber o raio máximo (r_{max}) e o raio mínimo (r_{min}) do campo solar (distância entre a torre e o heliostato mais distante e o mais próximo), com os valores padronizados (Figura 2.20) da relação máxima e mínima ($V_{pr.max}$ e $V_{pr.min}$) de um campo circular e de um campo norte é imperativo aplicar-se as seguintes expressões:

$$r_{max} = V_{pr.max} \times H_{torre} \quad (2.15)$$

$$r_{min} = V_{pr.min} \times H_{torre} \quad (2.16)$$

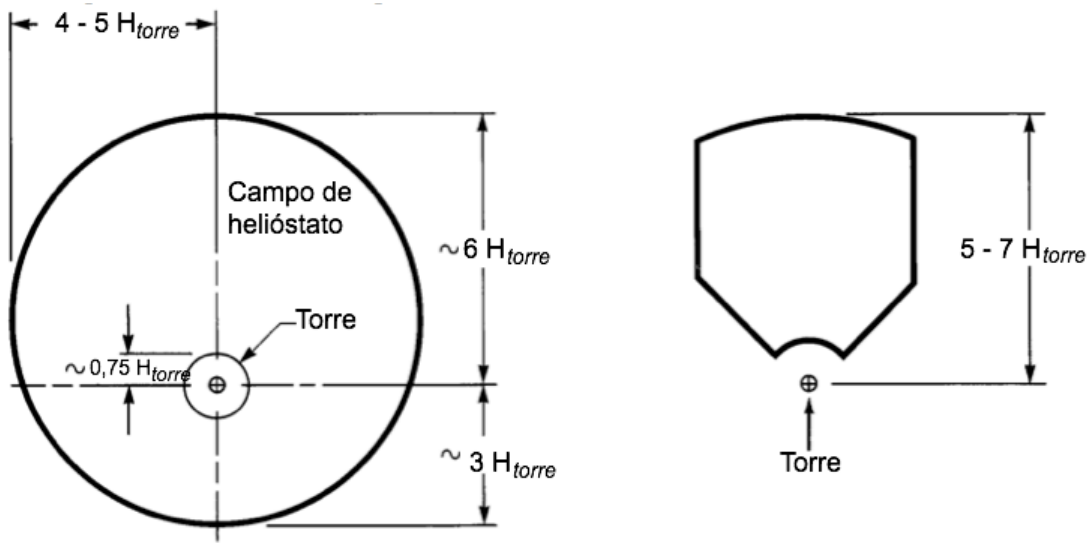


Figura 2.20: Valores padronizados da relação máxima e mínima de um campo circular e de um campo norte [21].

2.4.1.5 Sistema de rastreamento do heliostato

Um heliostato é direcionado para a posição correta (rastreamento) movendo-se apenas em dois eixos, o eixo de azimute e o eixo de inclinação do heliostato. O eixo de azimute é acionado por um motor elétrico de CC, que faz com que o mesmo tenha uma rotação (com acoplamento de engrenagem) horizontal, mantendo o heliostato na mesma direção do sol. O ângulo de azimute pode ser calculado da seguinte forma:

$$\sin(Az) = \frac{\cos(\delta) \times \sin(A_h)}{\cos(\alpha)} \quad (2.17)$$

Sendo que:

A_h é o ângulo horário. Este pode ser calculado com a seguinte fórmula:

$$A_h = \frac{360}{24} \times t \quad (t \text{ é o tempo real em horas}) \quad (2.18)$$

δ é o ângulo da declinação solar. Este pode ser calculado pela seguinte fórmula:

$$\delta = 23,45 \times \sin \left[\frac{360}{24} (284 + N) \right] \quad (\text{N é o número de dias}) \quad (2.19)$$

α é o ângulo da altura do sol.

O eixo de inclinação do heliostato (β) também é acionado por um motor elétrico de CC, que faz com que o mesmo tenha uma inclinação angular (com acoplamento de engrenagem), mantendo o heliostato num ângulo (ou numa linha imaginária da normal à superfície) que direciona a DNI para o recetor:

$$\beta = 90 - (\alpha + \alpha) \quad (2.20)$$

A Figura 2.21 ilustra a movimentação do ângulo β e do ângulo de azimute para o heliostato rastrear o sol direcionando a DNI para o recetor.

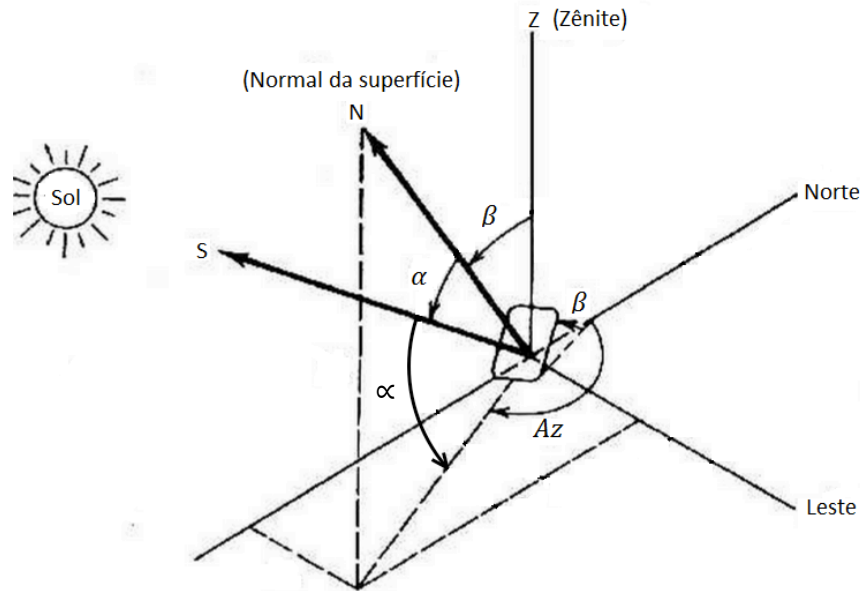


Figura 2.21: Representação dos ângulos β e Azimute para rastreamento do heliostato [19].

2.4.1.6 Campo solar usando secções

As secções são agrupamentos de heliostatos dentro do campo solar e podem ser secções radial e secções azimute.

Secção radial: são as secções que se encontram na mesma direção dos raios radiais (raios da torre aos heliostatos).

Secção azimute: são as secções que se encontram na mesma direção dos anéis.

A Figura 2.22 apresenta um campo solar norte em que o centro ilustrado com a letra T é a localização da torre. Este campo possui 6 zonas radiais e 6 zonas azimute [22].

Cada secção agrupa um determinado número de heliostatos dependendo do dimensionamento e processo de otimização do campo dos mesmos.

Neste caso o campo solar é limitado pela quantidade de secções, e este por sua vez é limitado pelo ângulo de extensão.

Para um recetor de cavidade o ângulo de extensão deve ser inferior a 180° , o valor padrão é de 120° e para um recetor externo o ângulo deve ser de 360° [22].

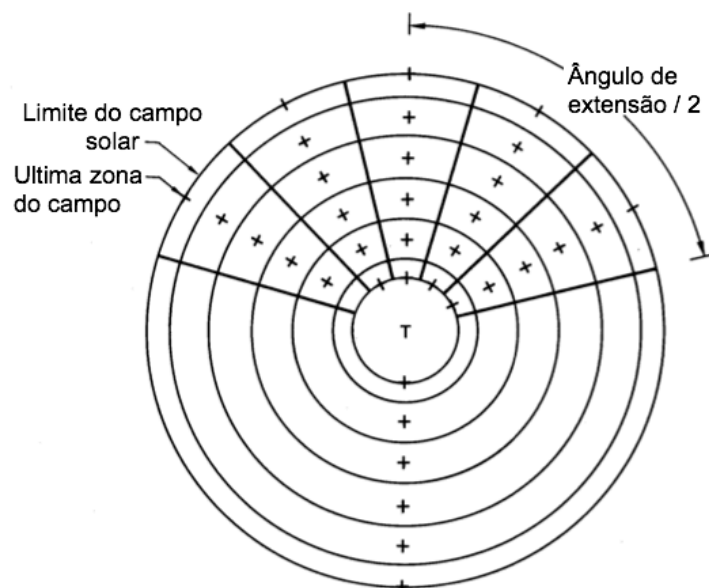


Figura 2.22: Campo solar norte dividida em seis zonas radial e seis zonas azimute [22].

2.4.2 Recetor

O recetor é um componente que fica no topo de uma torre e que absorve a energia solar vinda da concentração dos helióstatos e a converte em energia térmica, podendo aquecer diretamente a água para gerar vapor ou indiretamente por meio de um HTF. Existem recetores de troca direta e troca indireta.

Os recetores são de troca direta quando o fluido de trabalho recebe diretamente a energia térmica concentrada provocada pela DNI concentrada.

Os recetores são de troca indireta quando um segundo elemento, HTF, absorve diretamente a energia térmica da concentração solar e transmite ao fluido de trabalho por meio de um permutador de calor.

Os recetores mais conhecidos e usados são o recetor externo cilíndrico e o recetor de cavidade (este é o recetor que será usado para o estudo deste trabalho), (Figura 2.23), sendo que ainda existem outros recetores como o recetor de partículas a jato e o volumétrico.

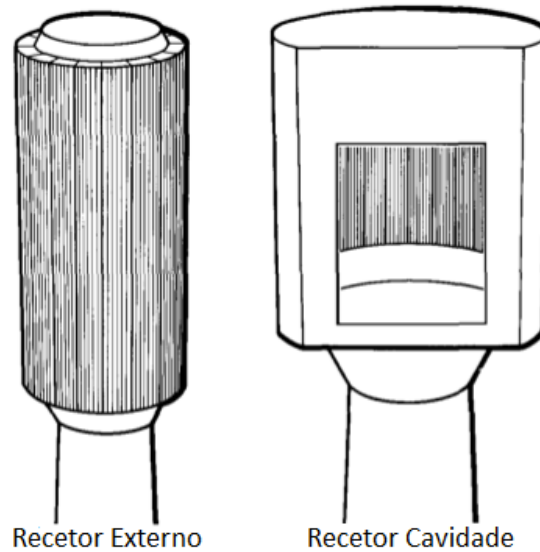


Figura 2.23: Recetor externo cilíndrico e o recetor de cavidade [21].

2.4.2.1 Recetor externo cilíndrico

Este recetor tem o formato de um cilindro com tubos verticalmente expostos para serem atingidos diretamente pela radiação solar concentrada. Estes recetores são configurados com 360°, o que permite que o campo solar seja circular, recebendo a DNI concentrada em todo o seu redor (cilíndrico).

2.4.2.2 Recetor de cavidade

O recetor de cavidade (recetor usado no caso de estudo deste trabalho) possui uma carcaça que tem uma abertura e uma cavidade. No seu interior possui painéis formados por tubos. A DNI concentrada é focada na abertura e injetada dentro da cavidade, onde atinge os painéis, aquecendo os tubos e transferindo energia térmica para o fluido contido dentro dos tubos [24].

Para se saber a eficiência do recetor ou a energia térmica transferida da DNI concentrada para o fluido é necessário saber quais as perdas térmicas que ocorrem no recetor, o que depende da geometria do desenho do recetor.

2.4.2.3 Desenho da geometria dos painéis no recetor

Os painéis estão formados por uma sequência de tubos verticais, sendo que o metal do tubo a usar é do tipo aço inoxidável para resistir às altas temperaturas e à corrosão, como por exemplo, o tubo de aço inoxidável da classe A.I.S.I 316 [25]. Todos os tubos verticais são conectados por um tubo horizontal maior, tanto nos terminais de entrada como de saída, formando, assim, uma entrada e uma saída por cada painel (Figura 2.24).

As medidas relativas aos tubos verticais são a altura de cada tubo (L_{tubo}), o diâmetro exterior ($d_{tubo.ext}$) e o diâmetro interior ($d_{tubo.int}$).

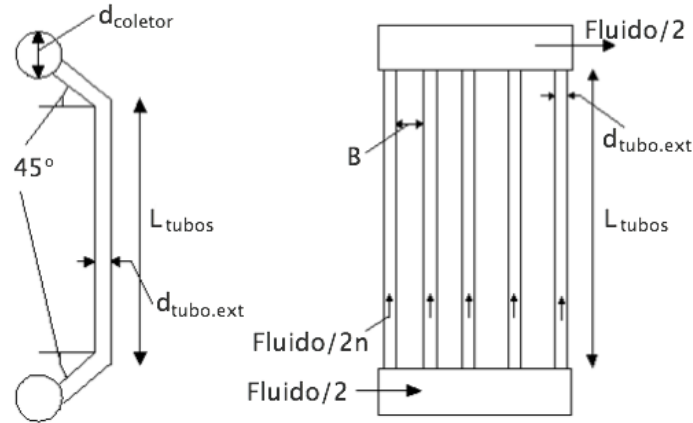


Figura 2.24: Desenho da geometria de um recetor [20].

Na maioria dos recetores de cavidade existem quatro painéis de absorção ligados entre si de maneira a que o fluxo do fluido tenha dois sentidos.

Tendo por base o método de desenho de recetor cilíndrico, apresentado na dissertação de mestrado de Jorge Martín [20], é proposta uma metodologia a ser aplicada no recetor de cavidade.

A seguir, demonstra-se um esquema onde é ilustrada esta metodologia:

1. Num passo inicial devem-se conhecer os valores do diâmetro do tubo externo (d_{ext}), do diâmetro interno (d_{int}), do comprimento dos tubos (L_{tubo}) e da separação dos tubos (B) que deve ter no mínimo 2 mm de modo que quando eles dilatam não entrem em contacto. O valor da velocidade do HTF pelos tubos deve estar compreendido entre 0,5 à 4 m/s, este valor é alterado por tentativas até que o número de painéis seja o desejado.
2. Calcula-se o número de tubos para cada painel. Com o valor do caudal mássico máximo de sal é importante calcular o valor do caudal mássico de cada tubo:

$$\dot{m}_{tubo} = v_{sal} \times \frac{\pi \times d_{tubo.int}^2}{4} \times \rho_{sal} \quad (2.21)$$

Como o fluxo de massa de sal encaminhada para o recetor é reduzido pela metade, porque cada metade flui através de um lado do recetor é preciso aplicar a seguinte expressão matemática para se saber qual o número de tubos por cada painel que será necessário:

$$n_{tubos.p} = \frac{\dot{m}_{sal.max}/2}{\dot{m}_{tubo}} \quad (2.22)$$

Para calcular o número de painéis no recetor deve-se calcular primeiro o fluxo de transferência de calor de radiação e a variação da temperatura (3º e 4º passos respetivamente).

3. A parede oferece uma resistência térmica ao fluxo de radiação térmica de acordo com o material dos tubos, dado que a temperatura dos tubos vai aumentando à

medida que se efetua o fluxo de transferência de calor. Para tal é importante calcular o fluxo máximo de transferência de calor (q_{max}''):

$$q_{max}'' = \frac{T_{max} - T_{sal.max}}{R_t''} \quad (2.23)$$

A resistência térmica é composta por duas resistências, uma da condução do tubo (R_2'') e a outra da convecção do fluido no interior do tubo (R_1''):

$$R_t'' = (R_1'' + R_2'') \times L_{tubo} \times \pi \times d_{tubo.ext} \quad (2.24)$$

R_1'' e R_2'' calculam-se pelas seguintes equações:

$$R_1'' = \frac{1}{\pi \times d_{int} \times L_{tubo} \times h} \quad (2.25)$$

$$R_2'' = \frac{\ln\left(\frac{d_{tubo.ext}}{d_{tubo.int}}\right)}{2 \times \pi \times L_{tubo} \times K_{tubo}} \quad (2.26)$$

Para calcular o valor de R_1'' , é preciso calcular o coeficiente de transferência de calor por convecção no fluído interno (h):

$$h = \frac{Nu \times K_{sal}}{d_{tubo.int}} \quad (2.27)$$

Sendo que o número de *Nusselt* em condições do fluido interno em regime turbulento é ($Re > 2300$):

$$Nu = 0,023 \times Re_D^{0,8} \times Pr^{0,4} \quad (2.28)$$

Utilizando as propriedades do sal na temperatura máxima pode-se calcular o número de *Reynolds* (Re) e o número de *Prandtl* (Pr):

$$Pr = \frac{C_p \times u}{K} \quad (2.29)$$

$$Re = \frac{\rho \times v_{sal} \times d_{tubo.int}}{u} \quad (2.30)$$

4. Calcula-se a variação da temperatura do painel (ΔT_{painel}):

$$\Delta T_{painel} = \frac{q_{tubo}}{C_p \times \dot{m}_{tubo}} \quad (2.31)$$

5. Após todos estes cálculos já se consegue calcular o número de painéis no recetor:

$$n_{paines.rec} = 2 \times \frac{\Delta T_{recetor}}{\Delta T_{painel}} \quad (2.32)$$

Caso o número dos painéis não seja o desejado deve-se mudar a velocidade do HTF de sal fundido.

2.4.2.4 Perdas no recetor de cavidade com HTF de sal fundido

As superfícies de absorção (painéis) absorvem apenas uma parte do fluxo do calor incidente na abertura da cavidade. Neste caso existem perdas de energia que permitem calcular a eficiência de um recetor.

Neste recetor as perdas térmicas são compostas por perda de radiação ($Q_{perda.r}$), perda de convecção ($Q_{perda.conv}$), perda de condução ($Q_{perda.cond}$) e perda de reflexão ($Q_{perda.ref}$) [26], [27]. Estas perdas acontecem em cada tubo do recetor (Figura 2.25).

Para calcular a energia total (Q_{en}) que o recetor recebe na sua abertura supondo um estado de equilíbrio, é indispensável somar a potência térmica do HTF (Q_f) com a total das perdas de potência ($Q_{perda.total}$) [28]:

$$Q_{en} = Q_f + Q_{perda.total} \quad (2.33)$$

Para calcular as perdas totais da potência ($Q_{perda.total}$) pode-se usar a seguinte expressão matemática [27]:

$$Q_{perda.total} = Q_{perda.cond} + Q_{perda.conv} + Q_{perda.ref} + Q_{perda.r} \quad (2.34)$$

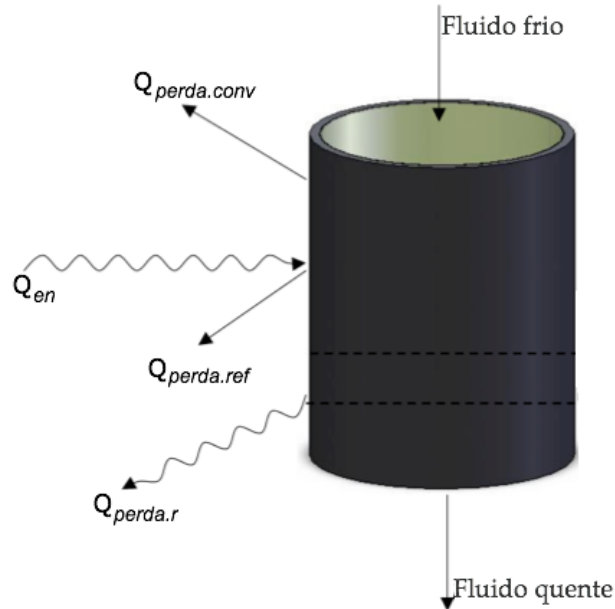


Figura 2.25: Perdas num tubo do recetor [14]. Adaptado pelo autor.

Sabendo os valores das potências e as perdas referidas anteriormente pode-se calcular a eficiência η do recetor [27], [28]:

$$\eta = \frac{Q_f}{Q_{en}} = 1 - \frac{Q_{perda.total}}{Q_{en}} \quad (2.35)$$

Todas estas perdas acontecem apenas no recetor. Mas estas perdas são calculadas separadamente para depois se saber a perda total e, conseqüentemente, qual a sua eficiência.

- **Perdas de calor por condução ($Q_{perda.cond}$)**

As perdas de condução ocorrem porque há perda de calor por condução do corpo recetor com o ambiente circundante.

Neste trabalho esta perda por condução será ignorada porque possui valores baixos [27], [28].

- **Perdas de calor por convecção ($Q_{perda.conv}$)**

As perdas de calor por convecção são as perdas provocadas pelas condições do vento entre a abertura do recetor e do campo de fluxo de ar circundante [26].

A perda de calor por convecção dá-se por duas formas: por convecção natural e por convecção forçada [27]. Assim sendo, para se obter o valor da perda por convecção é apenas imprescindível somar as perdas por convecção natural e forçada:

$$Q_{perda.c} = Q_{perda.cn} + Q_{perda.cf} \quad (2.36)$$

Para se saber se a convecção natural e forçada têm de ser tidas em conta ou não, devem-se cumprir os seguintes critérios:

Se $G_r/R_e^2 \geq 0,01$ - Neste caso a convecção natural não pode ser ignorada.

Caso $G_r/R_e^2 \geq 10$ - Neste caso a convecção natural é dominante.

Se $0,01 \leq G_r/R_e^2 \leq 10$ - Neste caso a convecção natural e forçada são igualmente importantes [28].

- **Perdas de calor por convecção natural**

As perdas por convecção natural são bastante semelhantes a uma placa plana, sendo que elas podem ser calculadas pela seguinte expressão [27]:

$$Q_{perda.cn} = h_{cn,ar} \cdot (T_{tubo} - T_{amb})A_{sup} \quad (2.37)$$

O coeficiente de transferência de calor por convecção natural pode ser calculado da seguinte forma:

$$h_{cn,ar} = 0,81 \cdot (T_{tubo} - T_{amb})^{0,426} \quad (2.38)$$

A temperatura de superfície dos tubos (em *Kelvin*) é calculada segundo a equação 24, uma vez conhecidos os valores de R_t'' e de q_{max}'' (nos cálculos do desenho da geometria

do recetor) e o valor da média de $T_{sal.tubo}$ que é calculada em *Kelvin*, pela equação 25 com os valores do sal quente e frio:

$$T_{tubo} = T_{sal.tubo} + q''_{max} \times R_t'' \quad (2.39)$$

$$T_{sal.tubo} = \sqrt[4]{\frac{T_{ent}^4 + T_{sai}^4}{2}} \quad (2.40)$$

○ **Perdas de calor por convecção forçada**

A perda por convecção forçada calcula-se pela seguinte equação [27]:

$$Q_{perda.cf} = h_{cf.ar} \times (T_{tubo} - T_{amb}) \times A_{abe} \quad (2.41)$$

No entanto para se saber o valor do $h_{cf.ar}$, é preciso aplicar a seguinte equação:

$$h_{cf.ar} = (Nu_{cf.ar} \times K_{ar}) / d_{tubo.ext} \quad (2.42)$$

Segundo o exposto atrás é preciso o número de *Nusselt*:

$$Nu_{cf.ar} = 0,0287 \times Re_{ar}^{0,8} \times Pr_{ar}^{1/3} \quad (2.43)$$

O valor do número de *Reynolds* é calculado pela seguinte expressão:

$$Re_{ar} = (\rho_{ar} \times v_{vento} \times d_{ext}) / \mu_{ar} \quad (2.44)$$

O valor da área de abertura do recetor é calculado pelo produto da altura e da largura da abertura:

$$A_{abe} = H_{abe} \times L_{abe} \quad (2.45)$$

• **Perdas de calor por radiação**

As perdas de calor por radiação são as perdas causadas pela radiação infravermelha que são emitidas pelas paredes da cavidade e pelos tubos. Para se efetuar o seu cálculo deve-se considerar que o recetor é um sistema fechado onde a superfície interior é considerada como cinza do processo (superfície na qual a temperatura não consegue atravessar) de permuta de radiação térmica [26].

A perda de radiação térmica pode ser calculada assim [27], [29]:

$$Q_{perda.r} = \varepsilon_{med} \times A_{sup} \times F_V \times Boltz \times (T_{tubo}^4 - T_{amb}^4) \quad (2.46)$$

Onde:

$$\varepsilon_{med} = \frac{\varepsilon_{sp}}{\varepsilon_{sp} + (1 - \varepsilon_{sp}) \times F_V} \quad (2.47)$$

$$F_V = \frac{A_{abe}}{A_{sup}} \text{ é o fator de vista.} \quad (2.48)$$

Boltz é a constante de *Boltzmann* com $5,675 \times 10^{-8} \text{ W m}^{-2} \text{ K}^{-4}$. Para a emissividade média da superfície do recetor aplicou-se a seguinte equação:

$$\varepsilon_{sp} = \frac{\varepsilon_{terra} + \varepsilon_{céu}}{2} \quad (2.49)$$

- **Perdas de calor por reflexão ($Q_{perda.ref}$)**

As perdas de calor por reflexão acontecem devido aos raios incidentes (radiação) que escapam a partir da abertura ou é absorvido pelas superfícies de isolamento da cavidade recetora [26]. Esta perda calcula-se do seguinte modo:

$$Q_{perda.ref} = Q_{in} \hat{F} \quad (2.50)$$

Onde:

\hat{F} é um fator de transferência de calor por radiação.

Segundo o artigo [26] cerca de 5% da energia solar que entra na cavidade escoa-se a partir da abertura. Com base nesta afirmação é proposta uma equação para o cálculo da perda de reflexão:

$$Q_{perda.ref} = 0,05 DNI \sum_{i=1}^n A_{hel} \eta_{hel} \quad (2.51)$$

2.4.2.5 Fluido de transferência de calor (HTF)

O fluido de transferência de calor é um fluido que tem a finalidade de receber a energia térmica gerada no recetor e pode ser armazenada e transferida para o fluido de trabalho.

O HTF tem o seu ciclo no circuito primário onde o sistema é fechado e pode atingir temperaturas baixas e elevadas, mas dentro dos seus limites, dependendo do tipo de HTF.

O HTF mais utilizado nas centrais termo solares são: o ar, o óleo e o sal fundido.

- **HTF de ar**

Usa-se nas centrais de torre com recetores volumétricos.

- **HTF de Óleo**

Usa-se nas centrais de coletores cilíndricos parabólicos (CCP) e de *Fresnel* linear. Denominadas de *Hitec solar salt*, *Coloria HT 43*, *Hitec XL*, *Therminol VP-1*, *Hitec*, *Dowtherm Q*, *Dowtherm RP*, *Therminol 59* e *Therminol 66* [30].

- **HTF de sal fundido**

Usa-se nas centrais de torre. A sua composição química é [60%NaNO₃ 40%KNO₃], [46,5%LiF 11,5%NaF 42%KF] [31], [30].

As propriedades do sal fundido com 60%NaNO₃ 40%KNO₃ são analisadas em [31]:

$$\rho = 2090 - 0,636 \cdot T \text{ (Kg/m}^3\text{)} \quad (2.52)$$

$$C_p = 1443 + 0,172 \cdot T \text{ (J/Kg.}^\circ\text{C)} \quad (2.53)$$

$$\mu = 22,714 - 0,12 \cdot T + 2,281 \cdot 10^{-4} \cdot T^2 - 1,474 \cdot 10^{-7} \cdot T^3 \text{ (mPa.s)} \quad (2.54)$$

$$K = 0,443 + 1,9 \cdot 10^{-4} \cdot T \text{ (w/m.}^\circ\text{C)} \quad (2.55)$$

Sendo que o T é a temperatura do sal fundido.

O sal fundido possui limites de temperatura. A temperatura mínima aconselhável que pode atingir é de aproximadamente 260°C, abaixo deste valor pode ocorrer um processo de congelação [31]. O trabalho [20] mostra que, se a temperatura mínima atingir 238°C, começa a cristalizar e se atingir 221°C torna-se sólido.

O artigo [31] mostra que as temperaturas normais de desenho na entrada (mínima) e saída (máxima) de um recetor é de 285°C mínima e 565°C máxima. Valores mais altos podem colocar em risco as propriedades do HTF.

A potência térmica absorvida pelo sal fundido no elemento da superfície calcula-se pela seguinte expressão [28]:

$$P_{ter} = \dot{m}_{sal} \times C_p \times (T_{ent} - T_{sai}) \quad (2.56)$$

O uso do HTF de sal fundido tem duas grandes vantagens [15]:

- Permitir temperaturas de funcionamento mais elevadas até 650°C;
- Permitir a utilização de armazenamento de energia térmica, sendo empregue como um meio de armazenamento (tempo de armazenamento bastante elevado).

2.4.3 Armazenamento

O armazenamento serve para guardar a energia excedentária vinda do recetor e para manter um valor de energia térmica constante, sem que haja variações do fluxo de sal no bloco de potência, uma vez que a DNI varia ao longo do tempo.

O sistema de armazenamento pode ser com dois tanques ou com tanque de armazenamento único (termoclina) [32].

No caso do sistema de armazenamento com dois tanques, estes encontram-se separados, um para armazenamento quente, outro para armazenamento frio, (Figura 2.26).

No sistema de um único tanque (termoclina) este é basicamente separado por duas partes (uma por cima da outra), sendo que o armazenamento quente dá-se por cima do armazenamento frio, separados por um gradiente térmico conhecido como termoclina [32].

Durante o funcionamento da central (período em que há radiação solar), a DNI é convertida em energia elétrica e quando a energia térmica vinda do recetor é maior do que a energia térmica máxima a ser convertida em energia elétrica, esta energia excedentária é reservada nos tanques de armazenamento para posterior utilização em períodos adequados (ausência ou fraca DNI).

2.4.3.1 Cálculo do tanque de armazenamento

A energia excedentária bruta (sem ter em consideração as perdas) estimada que se acumula ao longo do período do dia pode ser calculada da seguinte forma:

$$E_{armz} = (P_{med.rec} - P_{term.ciclo}) \times \Delta t \quad (2.57)$$

Onde:

Δt é o intervalo horário durante o qual o sal circula pelo recetor.

A energia máxima que o reservatório admite pode ser calculada pelo produto da potência térmica que o ciclo necessita e o tempo estimado (t_{arm}) durante o qual fornece ao sistema na ausência da DNI:

$$E_{max.armz} = P_{ter.cicl} \times t_{arm} \quad (2.58)$$

Para se obter o volume do tanque de sal fundido quente é preciso aplicar a seguinte expressão [20]:

$$V_{tanq,sal} = C_s \times \frac{m_{sal}}{\rho_{sal}} \quad (2.59)$$

Onde:

A massa de sal m_{sal} , pode ser calculada pela seguinte expressão:

$$E_{armz} = C_{p.sal} \times m_{sal} \times \Delta T_{sal} \quad (2.60)$$

C_s é um coeficiente de seguridade e normalmente é compreendido em 10% da capacidade do tanque [20].



Figura 2.26: Tanque de armazenamento frio e quente de San José de Valle, Cádiz, Espanha [33].

2.4.4 Bloco de potência

O bloco de potência é o bloco onde se pode converter a energia térmica em energia mecânica giratória, sendo esta convertida em energia elétrica. O bloco é basicamente constituído: pelo permutador de calor, pela turbina, pelo gerador elétrico e pelo condensador.

O ciclo onde se processa o vapor, constituído por permutador de calor, turbina e o condensador, é denominado por ciclo de vapor que pode ser considerado como um ciclo de *Rankine*.

Em [34] são apresentadas as turbinas de vapor industrial da SIEMENS, tendo como gama de potência de 2 a 250 MW, com as suas características técnicas, variando assim por modelos, denominados como: SST-100 de 8,5 MW; SST-150 de 20 MW; SST-200 de 10 MW; SST-300 de 50 MW; SST-400 de 65 MW; SST-500 de 100 MW; SST-600 de 100 MW; SST-700 de 175 MW; SST-800 de 150 MW e a SST-900 de 250 MW.

2.4.4.1 Ciclo de vapor (Rankine)

O ciclo de *Rankine* é um ciclo termodinâmico reversível que converte calor em trabalho.

De acordo com a Figura 2.27 onde se apresenta a ordem dos elementos constituinte do ciclo e a Figura 2.28 onde se pode analisar o princípio de funcionamento, pode-se afirmar que o fluido de trabalho fica sujeito aos seguintes processos [35]:

Processo 1-2: Compressão isentrópica na bomba até o estado 2 (líquido comprimido);

Processo 2-3: Transferência de calor à pressão constante para o fluido de trabalho quando este passa pela caldeira (permutador de calor);

Processo 3-4: Expansão isentrópica do fluido de trabalho através da turbina até à pressão do condensador;

Processo 4-1: Transferência da temperatura à pressão constante do fluido de trabalho, quando este passa pelo condensador, atingindo o estado 1 (líquido saturado).

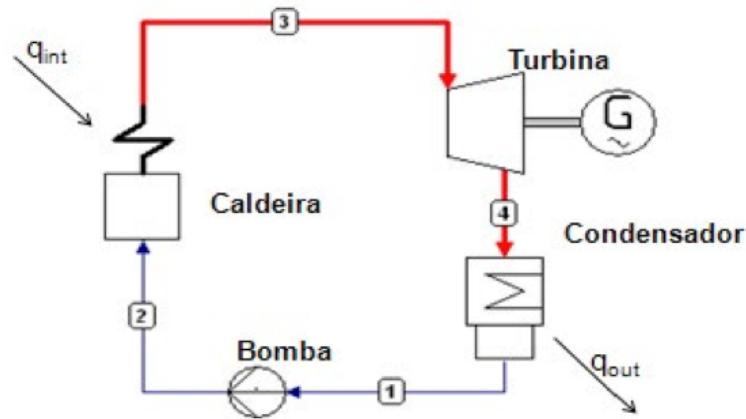


Figura 2.27: Esquema simplificado do ciclo de vapor de Rankine [35].

2.4.4.2 Princípio de funcionamento

A caldeira (permutador de calor) recebe a água vinda da bomba (ponto 2), onde é convertida em vapor saturado de alta pressão a uma temperatura superior à temperatura de saturação. Este vapor à pressão é encaminhado para a turbina (ponto 3), onde converte a pressão do vapor (energia cinética) em energia mecânica giratória, sendo que na saída da turbina o vapor a pressão alta, passa para pressão baixa, onde é encaminhada para o condensador (ponto 4) que processa a condensação do vapor, entrando no estado líquido saturado, que é dirigido para a caldeira por meio de uma bomba hidráulica (ponto 1 e 2), onde se inicia um novo ciclo (Figura 2.28 e a Figura 2.29).

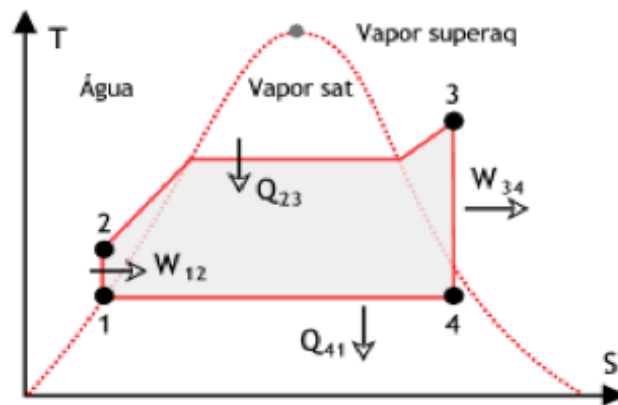


Figura 2.28: Princípio de funcionamento do ciclo de Rankine [35].

Onde:

T é a temperatura e S é a entropia constante.

Depois de se obter as entalpias em todos os pontos (h_1 , h_2 , h_3 , e h_4 ,) pode-se calcular o rendimento térmico do ciclo:

$$\eta_T = \frac{W_{ciclo}}{Q_{int}} \quad (2.61)$$

Onde:

$W_{ciclo} = W_T - W_b$ é o trabalho do ciclo (da turbina menos da bomba).

$W_T = h_3 - h_4$ é o trabalho da turbina.

$W_b = h_2 - h_1$ é o trabalho da bomba hidráulica.

$Q_{int} = h_3 - h_2$ é o calor da caldeira (permutador de calor).

Com este valor do rendimento térmico e tendo o valor do rendimento eléctrico e da potência bruta da central $P_{el.bruta}$, é possível calcular o valor da potência térmica que o sistema precisará:

$$P_{ter.ciclo} = \frac{P_{el.bruta}}{\eta_{ter.el}} \quad (2.62)$$

2.4.4.3 Permutador de calor

O permutador de calor é um componente que tem a finalidade de transferir uma parte da energia térmica do circuito primário no HTF para o circuito secundário no fluido de trabalho (Figura 2.30).

O permutador selecionado para o caso de estudo deste trabalho é um permutador fechado ou recuperador, onde os dois fluidos (HTF e o de trabalho) não entram em contacto um com outro através de uma superfície separadora. A transferência de energia dá-se por convecção e condução, onde a transferência por convecção é feita do HTF para a parede e na parede por condução e da parede para o fluido de trabalho por convecção. De acordo com os sentidos relativos dos fluidos o recuperador pode ser de fluxo paralelo ou de contra corrente. Os de paralelo são aqueles em que os fluidos se deslocam no mesmo sentido e contra corrente é quando se deslocam em sentidos opostos [35].

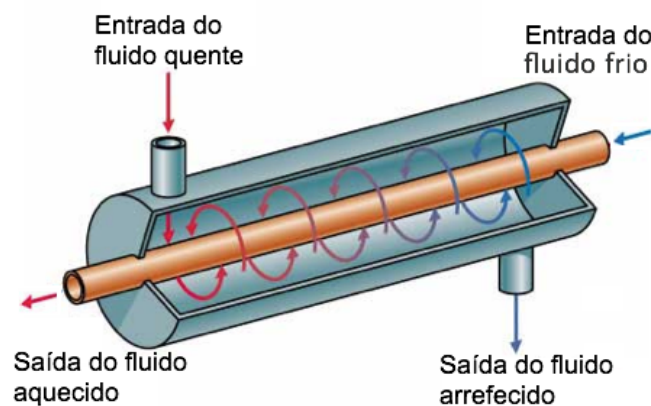


Figura 2.29: Permutador de calor [35]. Adaptado pelo autor.

A quantidade de energia transferida do HTF para o fluido de trabalho depende das propriedades dos fluidos, da geometria do permutador e das propriedades térmicas da superfície de separação.

Pode-se ver a composição física dos permutadores de calor e a sua estrutura em [36], onde é possível constatar que eles são compostos por vários tubos que permitem uma maior transferência de calor sem que haja contacto direto entre os fluidos.

➤ Perdas parasitas do sistema

Consideram-se perdas parasitas as perdas térmicas da tubagem e as perdas elétricas provocadas pelo consumo dos helióstatos, das bombas elétricas e dos outros aparelhos elétricos que incorporam o sistema.

As perdas térmicas nos tubos ocorrem em todo o sistema desde a tubagem do primeiro ciclo até a tubagem do segundo ciclo.

As perdas térmicas nos tubos podem ser calculadas de acordo com o comprimento (m) dos tubos e um coeficiente de perda da tubagem (cp_{tub}) dado em Wt/m [30].

É usado um multiplicador do corpo da tubagem M_{tub} para se obter o comprimento de tubagem quente no recetor Tub_{rec} , uma vez que o HTF entra pela torre, vai até ao recetor e volta a sair por outro tubo e, neste caso, o Multiplicador do corpo no recetor será 2. Sendo que o multiplicador é 2, multiplica-se pela altura da torre e assim obter-se-á o comprimento dos tubos na torre. No caso de o multiplicador ser 2,6 é o acréscimo da tubagem da base da torre até ao bloco de potência [30]. Neste caso para calcular a perda térmica da tubagem no circuito primário $pt_{tub.p}$ é imperativo aplicar a seguinte equação:

$$pt_{tub.p} = M_{tub} \times h_t \times cp_{tub}(Wt) \quad (2.63)$$

Para calcular as perdas térmicas da tubulação no circuito secundário ($pt_{tub.s}$), é preciso aplicar a equação seguinte:

$$pt_{tub.s} = Tub_s \times cp \times tub(Wt) \quad (2.64)$$

Sendo que:

Tub_s é o comprimento (m) de tubagem quente no circuito secundário.

Os helióstatos consomem energia elétrica para estar na posição de inicialização e, posteriormente, poderem rastrear o sol. Esta energia é denominada de energia de inicialização do helióstato e é dada em kWh e consumida normalmente nas duas primeiras horas do dia (quando começam aparecer os primeiros raios solares). Quando os helióstatos rastreiam o sol consomem uma determinada energia, que é chamada de energia de rastreamento do helióstato e é, igualmente, apresentada em kWh e consumida no período de DNI [30].

Consumo de energia elétrica das bombas hidráulicas que têm a finalidade de fazer circular o HTF.

Neste tipo de sistemas existem alguns aparelhos elétricos que garantem o bom funcionamento da central, como aparelhos de controlo e outros. A energia consumida por estes aparelhos pode ser vista como uma carga elétrica fixa, uma vez que é consumida sempre que haja atividade na central esta energia pode ser dada em forma de uma fração ou percentagem da energia bruta gerada [30].

2.5 Central de torre com *back-up* a biomassa

Com o propósito de aumentar o período de funcionamento da central, aumentando o fator de capacidade, pode-se acrescentar outro tipo de energia para servir de ajuda quando a DNI é fraca. Esta energia pode ser por combustíveis fósseis como mostra o artigo [15] ou renováveis como a biomassa.

A biomassa é a quantidade total de matéria orgânica não fossilizada e biodegradável proveniente de plantas, animais e micro-organismos [37].

Estima-se que Portugal produza um volume de 4,3 milhões de m^3 de madeira sólida por ano, podendo ser usada como combustível, representando um valor de 843 Ktep [38].

O processo de combustão consiste basicamente na queima direta da biomassa aproveitando a energia térmica assim libertada.

O poder calorífico é a quantidade de energia que é libertada durante a combustão completa da unidade de massa (1kg) ou unidade de volume $1Nm^3$ do combustível que pode ser medida em kJ/kg ou kJ/Nm^3 .

Dependendo do método de colheita, a biomassa pode ser armazenada em lascas, estilhas (com diversos tamanhos), fardos, feixes ou *pellets*.

2.5.1 Pellets

As *pellets* são combustíveis totalmente naturais porque são feitas principalmente de aparas de madeira e serradura, mas, também, podem ser feitas com espigas de milho, farelo de trigo, casca de arroz, folhas, gramas, fertilizantes, gramas, entre outros produtos.

As *pellets* são um tipo de biomassa densificada e, por isso, elas possuem melhores características físicas e de combustão, em comparação com a biomassa em bruto [38].

Devido ao tamanho e formato em cilindro que as *pellets* possuem (Figura 2.30), torna-se possível a automatização das caldeiras que funcionam com este combustível [38], chegando a ser competitivos com as caldeiras a gás, gasóleos e outras, uma vez que estas caldeiras também têm os sistemas de ignição automática, transporte automático das

pellets para a câmara de combustão, mecanismo de remoção das cinzas limpeza automática do permutador de calor e outros.

A produção de *pellets* representa a possibilidade de utilizar diferentes resíduos de biomassa em combustível padronizado [38].



Figura 2.30: *Pellets* [39].

2.5.1.1 Biomassa para eletricidade

Na Europa e nos Estados Unidos da América é usada a biomassa em *pellets* de madeira quer numa escala doméstica, quer numa escala industrial de grandes dimensões como as centrais termoelétricas [40].

Pode-se converter uma central de carvão para funcionar a biomassa reduzindo, assim, as emissões de dióxido de carbono, ou criar de raiz uma central a biomassa [41], [42], [40].

As centrais a biomassa podem funcionar apenas a *pellets*, como é o caso da central de Les Awirs (na Bélgica), que foi convertida de carvão para funcionar 100% a *pellets* de madeira. Consome cerca de 350000 toneladas de *pellets* por ano para uma potência de 80MW [42], [43].

2.5.1.2 Produtores de *pellets* em Portugal

Segundo o mapa de produção de *pellets* em Portugal [44] existem 24 produtoras e estão distribuídas segundo a Figura 2.31. No Anexo A pode-se aferir o nome das produtoras, a sua capacidade de produção, bem como os seus respetivos endereços de *site*.



Figura 2.31: Produtores de *pellets* em Portugal [44]. Adaptado pelo autor.

Destas vinte e quatro produtoras de *pellets* serão consideradas apenas três produtoras como fornecedores de combustível para a central em estudo. Sendo elas as mais próximas da central que se deseja dimensionar e são: a Enermontijo, Pellets Power 2 e a Glowood.

- A produtora Enermontijo (grupo Enerpar) está localizada na região sul de Portugal, no Alentejo e produz cerca de 50 a 100 mil toneladas de *pellets* por ano. Cerca de 97% da produção é exportada para outros países da Europa Central e do Norte, como o Benelux, Dinamarca, entre outros [45].
- A produtora Pellets Power 2 está localizada no sul de Portugal, em Alcácer do Sal na região do Alentejo e produz cerca de 100 mil toneladas de *pellets* por ano. Uma boa parte da produção é exportada através do Porto de Sines [46].
- A produtora Glowood está localizada no sul de Portugal, na região do Alentejo e produz cerca de 50 a 100 mil toneladas de *pellets* por ano. Cerca de 90% da produção é destinada a exportação para outros países [47].

Assim pode afirmar-se que as três produtoras de *pellets* consideradas produzem cerca de 200 a 300 mil toneladas de *pellets* por ano, com uma exportação de aproximadamente 90% da produção, 180 a 270 mil toneladas de *pellets* por ano.

2.5.2 Princípio de funcionamento do processo térmico na combustão das *pellets* (caldeira)

O princípio de funcionamento da caldeira está apresentado na Figura 2.32. As *pellets* armazenadas são transportadas por um sistema automático para dentro da caldeira, para a fornalha (por cima de uma grelha), onde é excitado (incendiado) por um sistema automático (uma resistência elétrica). Através deste processo a biomassa entra em combustão na câmara de combustão (fornalha).

O calor libertado pelo processo de combustão é então transferido para o HTF pelas paredes, o que se pode chamar por permutador de calor. O HTF percorre ao redor da câmara de combustão pela parede da mesma, onde é transferida a energia da queima da biomassa para o HTF, consequentemente, o HTF sai da caldeira com energia térmica suficiente e segue para o sistema onde é convertida em energia elétrica.

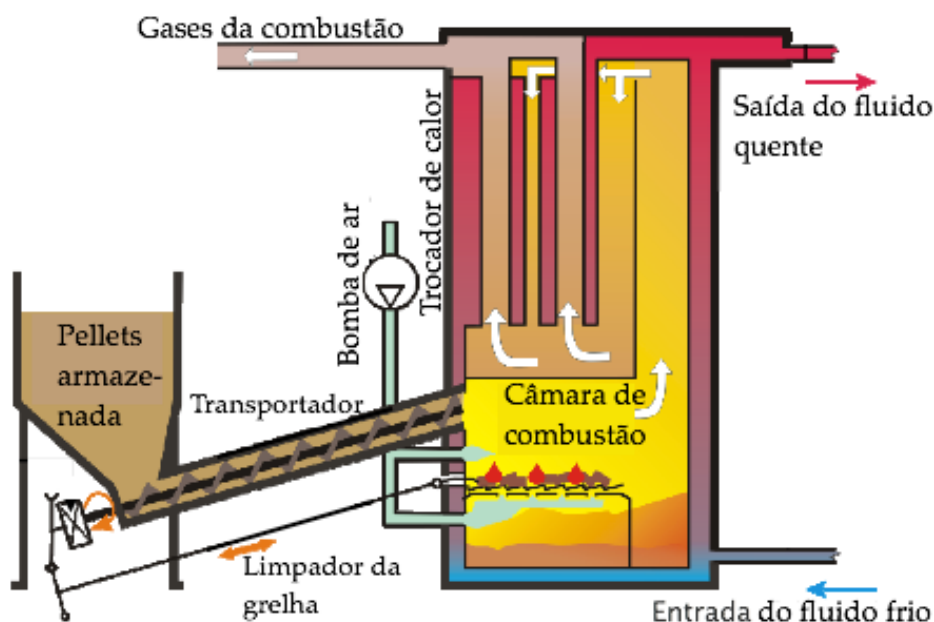


Figura 2.32: Princípio de funcionamento da caldeira a *Pellets* [48]. Adaptado pelo autor.

2.5.3 Princípio de funcionamento da central termo solar *back-up* a biomassa

Na Figura 2.33 está o esquema completo da central termo solar com *back-up* a biomassa em que a DNI abastece o sistema no período solar quando a energia térmica vinda do recetor é maior do que a que o bloco de potência necessita. Existe, assim, um excedente de energia que será armazenada no tanque de armazenamento, para posteriormente e num período em que não há DNI, este armazenamento térmico possa dar continuidade ao funcionamento do sistema por um determinado período de tempo. Depois a energia armazenada termina ainda sem DNI, o sistema *back-up* inicia e permite que a central funcione por mais tempo, podendo atingir até 24 horas, dependendo da disponibilidade da DNI, do armazenamento e da energia a biomassa.

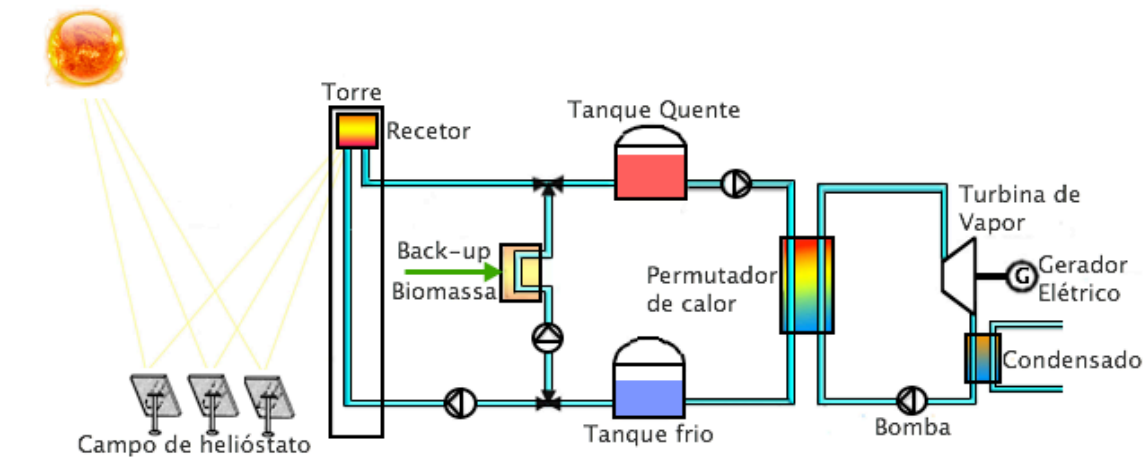


Figura 2.33: Central termo solar de torre com *back-up* [15]. Adaptado pelo autor.

2.6 Estudo económico de uma central CSP de torre

Como o objetivo deste estudo económico é avaliar a rentabilidade económica do projeto de uma central CSP de torre, tal como um investimento pode ser avaliado de acordo com o valor que gera para empresa, deve-se, assim, obter critérios ou indicadores económicos que sustentem a decisão de investir.

Contudo, primeiro deve-se estimar os custos totais do sistema, para posteriormente construir o fluxo de caixa e calcular os indicadores económicos.

2.6.1 Custos da central

O estudo dos custos dos componentes tem a finalidade de avaliar os preços de cada elemento constituinte da CSP de torre e calcular o custo total da instalação. O custo total da instalação está dividida em custo direto total (CDT) e custo indireto total (CIT) [49].

O custo direto total (CDT) comporta os custos que podem ser identificadas como uma parte específica do sistema (equipamentos) ou do serviço de instalação.

O custo indireto total (CIT) abrange os custos que não podem ser identificados como uma parte específica do sistema (equipamento) ou do serviço de instalação.

No caso dos CDT os elementos referentes são: preparação do local, helióstatos, instalação da central, bloco de potência, armazenamento, *back-up* a biomassa (*pellets*), custo total da torre, custo total do recetor e a contingência [49], [30].

Preparação do local (PL): trata-se da preparação do local para estar adequado à implementação dos componentes (como os helióstatos, o bloco de potência e outros). Pode ser calculada fazendo o produto da área do campo solar (ACS) pelo preço de unidade (Pu.pl):

$$PL = ACS \times Pu.pl \quad (2.65)$$

Helióstatos (Hel): os custos associados aos heliostatos tratam-se das despesas relacionadas com a instalação dos mesmos, incluindo as peças, a fixação no campo solar, a mão-de-obra e o equipamento. Sendo que pode ser calculado fazendo o produto Área do campo solar (ACS) pelo preço de unidade (Pu.hel):

$$Hel = ACS \times Pu.hel \quad (2.66)$$

Balanço de planta (Bpl): trata-se de um custo relacionado com a instalação de componentes elétricos auxiliares e a construção de edifícios, incluindo o trabalho e os equipamentos. Pode ser calculada fazendo o produto da potência bruta (PB) pelo preço de unidade (Pu.bpl):

$$Bpl = PB \times Pu.bpl \quad (2.67)$$

Bloco de potência (BP): refere-se à instalação dos componentes do bloco de potência (como a turbina, o gerador e outros). Pode ser calculado fazendo o produto da potência bruta (PB) pelo preço de unidade (Pu.b):

$$BP = PB \times Pu.bp \quad (2.68)$$

Armazenamento (Armz): é o custo do sistema de armazenamento de energia térmica, incluindo os equipamentos e os trabalhos da instalação. Pode ser calculado fazendo o produto da potência de armazenamento (Parmz) pelo preço de unidade (Pu.armz):

$$Armz = Parmz \times Pu.armz \quad (2.69)$$

Back-up a biomassa com pellets (Bacpel): é o custo associado à caldeira e aos seus componentes de automação, incluindo a instalação. Pode ser calculado fazendo o produto da potência bruta (PB) pelo preço de unidade (Pu.biom):

$$Bacpel = PB \times Pu.biom \quad (2.70)$$

Custo total da torre: para calcular o custo total da torre (CTT) é necessário saber o custo fixo da torre (CFT), a altura da torre (H_{torre}), e um expoente da torre (expT). O custo fixo da torre (CFT) é um custo fixo associado à construção da torre, aos materiais e aos custos dos trabalhadores. O expoente (expT) é um valor (expoente) que define a relação não linear entre o custo da torre e a altura da torre. Sendo assim para calcular o custo total da torre é necessário aplicar a seguinte expressão:

$$CTT = CFT \times e^{H_{torre} \times exp} \quad (2.71)$$

Custo total do recetor: para calcular o custo total do recetor (CTR), utiliza-se um outro recetor como referência e um expoente do recetor. No caso do recetor de referência é usado o custo do recetor de referência (CRR), que é o custo da instalação do recetor incluindo o trabalho e o equipamento. Também é usado a área do recetor de referência (ARR) que é a área em que o custo do recetor de referência se baseia. O expoente do recetor (expR) define a relação não linear entre o custo do recetor e a área do recetor com base nos custos de referência. Neste caso para calcular o custo total do recetor é indispensável aplicar a seguinte equação:

$$CTR = CRR \times (A_{abe}/ARR)^{expR} \quad (2.72)$$

Contingência (Cont): trata-se de um valor para contabilizar as incertezas previstas nas estimativas de custos diretos. Este custo pode ser calculado como uma porcentagem do somatório da preparação do local, helióstatos, balanço de planta, central, bloco de potência, armazenamento, *back-up* a biomassa (*pellets*), custo total da torre e custo total do receptor.

Neste caso para calcular o **custo direto total (CDT)** é necessário efetuar a soma de todos os custos dos elementos:

$$CDT = ML + Hel + Bpl + BP + Armz + Bacpel + CTT + CTR + Cont \quad (2.73)$$

Em relação aos custos de operação e manutenção, os elementos referentes são: EPC (Engenharia aquisição e construção) custo de proprietário, total de custos e impostos de venda [30], [49].

EPC e custos de proprietário: são os custos associados com o projeto e construção do projeto, como custos por consultorias, autorização, estoques de peças, ambiente, etc. Este custo pode ser calculado apenas como uma porcentagem do CDT:

$$EPC = CDT \times \%EPC \quad (2.74)$$

Total de custos fixos (TCF): é o custo associado à compra de terras. Este custo é calculado na obtenção do produto do custo de terra por acre (CTA) e a área total de terra (ATT) por acre:

$$TCF = CTA \times ATT \quad (2.75)$$

Impostos de venda total (IVT): pode ser calculado fazendo o produto da taxa de impostos (TI), da porcentagem de custos direto de venda (%CD) e o custo direto total:

$$IVT = TI \times \%CD \times CDT \quad (2.76)$$

O **custo indireto total (CIT)** será a soma dos custos de EPC custos de proprietário, o total de custos fixos e os impostos de venda total:

$$CIT = EPC + TCF + IVT \quad (2.77)$$

Sendo assim, o custo total da instalação (CTI) será a soma do custo direto total e o custo indireto total:

$$CTI = CDT + CIT \quad (2.78)$$

O custo total instalado por capacidade (CTI/C) refere-se a um valor que representa o custo total por potência nominal instalada:

$$CTI/C = \frac{CTI}{Pel.planta} \quad (2.79)$$

2.6.2 Preços dos elementos das CSP de torre

Os preços dos elementos foram extraídas da base de dados do *System Advisor Model*, SAM, tendo como valores padrão. O SAM possui os preços numa base de dados agregada de diversas fontes.

Uma das empresas que também estimou os dados de custos de muitos componentes e que foi usada na base de dados do SAM é a *WorleyParsons* em 2011, [49]. Um dos artigos que o SAM se baseou para estimar o preço campo solar é o [50].

2.6.3 Indicadores económicos

Os indicadores económicos são fundamentais para chegar à conclusão se o sistema é ou não economicamente viável.

Os indicadores económicos referidos neste trabalho são: valor atualizado líquido, VAL; taxa interna de rentabilidade, TIR, e o período de recuperação do investimento, PRI.

- **Valor atualizado líquido**

O valor atualizado líquido, VAL, é um valor atualizado que representa a quantificação do excedente (lucro) obtido na execução de um determinado investimento (projeto).

Um projeto que apresenta um VAL positivo significa que os fluxos gerados são suficientes para remunerar os investidores com a taxa pretendida tendo assim gerado um excedente, sendo que com um VAL negativo significa que os fluxos gerados não são suficientes para remunerar os investidores e que darão prejuízos [51]. O VAL pode ser calculado pela equação 2.80:

$$VAL = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{CFG}{(1 + Tact)^t} \quad (2.80)$$

Onde:

I corresponde ao investimento realizado no projeto, o CFG representa o *cash flow* global do projeto no ano t , o n indica o tempo de vida útil do projeto (em anos), sendo que o Tact é a taxa de atualização do projeto.

A taxa de atualização é uma taxa que leva em conta o custo de oportunidade dos fluxos de caixa gerados nos anos futuros. Este valor é usado para atualizar os *cash flows* calculando os *cash flows* atualizados.

- **Taxa interna de rentabilidade (TIR)**

A taxa interna de rentabilidade, TIR, é a taxa mais elevada em que o investidor pode recuperar os capitais investidos, sendo ela em percentagem a representar um desconto que iguala o VAL do projeto a zero (0).

- **Período de recuperação do investimento**

O período de recuperação do investimento, PRI, representa o tempo necessário para se recuperar o capital investido.

2.7 System Advisor Model, SAM

O *System Advisor Model*, SAM, é fornecido pelo laboratório nacional de energia renovável (NREL), que é operado pela Aliança para a Energia Sustentável, para o Departamento de Energia dos E.U.A. (DOE).

O SAM é um programa de simulação para estudo de viabilidade técnica e económica de sistemas de geração de energia renováveis, como: a energia fotovoltaica, a concentração de energia solar, o sistema genérico, o aquecimento solar de água, a energia eólica, a geotérmica e a biomassa.

O SAM possui várias versões, sendo estas as mais recentes:

1º "Version 2015.1.30";

2º "Version 2014.11.24";

3º "Version 2014.1.14".

O *download* (grátis) destas versões podem ser feitas em [52].

Depois de escolher no SAM um sistema de tecnologia e financiamento que se deseja simular, como no caso o CSP, devem-se inserir as respetivas características dos elementos do sistema de acordo com o projeto. A inserção dos parâmetros dá-se por 10 blocos, descritas como: localidade do projeto, helióstato e campo solar, torre e recetor, ciclo de potência, armazenamento térmico, perdas parasitas, sistema de custo, financiamento, incentivos e depreciação.

No caso da inserção dos parâmetros da localidade, este pode ser por coordenadas geográficas ou pelo nome do local, mas este recurso está apenas disponível para o E.U.A.

Uma vez que o SAM requer um arquivo de dados que descreve os recursos de energia renováveis e as condições meteorológicas da localização do projeto é possível fazer um *download* destes arquivos na *Internet*.

Para o caso de se efetuar um *download* de arquivos de dados dos Estados Unidos da América em [53], existem cerca de 1020 locais em formato TMY3.

No caso de outros dados de outras localidades, o formato *EnergyPlus*, EPW, tem dados meteorológicos para mais de 2100 localidades, sendo 1042 nos E.U.A., 71 no Canadá, e mais de 1000 em 100 países de todo o mundo (África, Ásia, América do Sul, Norte e América Central, Sudoeste do Pacífico e Europa) [54].

No caso da Europa tem dados de 34 países, sendo um deles Portugal. A base de dados de Portugal tem oito localidades: Bragança, Coimbra, Évora, Faro, Funchal - Madeira, Lajes, Lisboa e Porto.

Na necessidade de se obter uma base de dados meteorológicos num local específico (que não têm nas bases de dados do SAM) é possível criar uma base de dados pelo SAM no formato TMY3. O formato da base de dados TMY3 para o SAM possui 9 colunas e 8760 linhas que correspondem ao número de horas por ano.

3

Dimensionamento de um sistema solar termoelétrico com back-up a biomassa em Portugal

Neste capítulo é elaborado o dimensionamento de um sistema solar termoelétrico de torre central com campo norte e *back-up* a biomassa em Portugal. O capítulo é composto pelas seguintes secções:

Na secção 3.1 é apresentado o dimensionamento pelo *software* SAM. O dimensionamento consiste na simulação para um ano e com previsão para anos posteriores (tempo de vida útil) e foi executado na versão "*Version 2014.1.14*" do SAM. Foi selecionada esta versão porque é a única versão recente que permite dimensionar o sistema com recetor de cavidade. No anexo F, pode verificar-se a execução por blocos do dimensionamento.

Na secção 3.2 apresenta-se um método simples proposto pelo autor para calcular a quantidade de *pellets* admissível ao sistema.

Na secção 3.3. é efetuado o dimensionamento por um modelo matemático proposto pelo autor e que é composto por 13 passos. Este modelo foi executado num código criado no *Excel*. Os cálculos deste modelo foram elaborados apenas para um mês típico (julho), com o objetivo de comparar com valores obtido no SAM, e demonstrar, assim, a fiabilidade das fórmulas e conceitos expressos no estado da arte. No anexo C encontram-se expostos os parâmetros de entrada, bem como a execução do dimensionamento no *Excel*.

Na última secção, a 3.4, são apresentados os procedimentos aplicados no estudo financeiro, igualmente executado no *Excel*.

3.1 Dimensionamento pelo software SAM

Como descrito na secção 2.7 o SAM é um *software* de simulação de sistemas de geração de energias renováveis que requer a introdução de uma série de parâmetros, dos quais serão apresentados os considerados mais importantes na elaboração do trabalho proposta nesta dissertação, ou seja, para efetuar o dimensionamento da central.

Muitos dos valores descritos foram calculados pelo sistema de otimização. Este recurso serve para calcular os parâmetros corretos do sistema de acordo com os parâmetros de entrada. Os principais valores alterados depois de efetuar o processo de otimização são: número de helióstato, altura da torre, campo solar, largura da cavidade do recetor, relação da altura e largura da abertura.

Salienta-se, também, que, para além do sistema de otimização, para alguns dos valores apresentados foram usados valores padronizados de uma central destas características (valores já contidos na base de dados do SAM), uma vez que se torna muito difícil obter todos os parâmetros de dados reais para um dimensionamento preciso.

3.1.1 Parâmetros da localidade e recursos climáticos

Pretende-se que a central a dimensionar seja próxima de uma vila na região do Alentejo com as seguintes coordenadas geográficas:

Latitude de 38,165 e longitude de -7,195.

Este é o local adequado pelas suas vantagens mediante alguns critérios definidos pelo autor:

1º Critério:

É um dos locais com maior número de horas e quantidade de DNI em Portugal (Figura 2.4).

2º Critério:

É um local muito próximo (ao lado) da central PV Alentejana de 49 MW, tendo, assim, a possibilidade da energia gerada ser injetada na mesma rede da central PV Alentejana. Caso esta rede não suporte a quantidade de potência existe, similarmente, a possibilidade de se dimensionar uma nova rede e ser injetada a uma rede de alta tensão de 400 kV (já existente e localizada mesmo ao lado). Importa salientar que esta rede está interligada com a Espanha, da central hídrica do Alqueva (Portugal) para a região de Brovales (Espanha). No Anexo B encontra-se um mapa de Portugal das redes elétricas de média e alta tensão [55], onde se pode aferir a existência de uma rede de 400 kV interligada a Espanha.

A escolha da localidade não corresponde exatamente às coordenadas da base de dados existente em Évora (sendo este o local mais próximo), descrita na secção 2.7, sendo assim houve a necessidade de criar uma base de dados no SAM no formato TMY3, utili-

zando como modelo a base de dados de Évora no formato epw, mudando os dados da DNI (W/m^2).

Os dados da DNI foram extraídos pela Plataforma Fotovoltaico Sistema de Informação Geográfica (PVGIS) [7].

Tendo os valores da DNI de um ano correspondente a 8760 valores, e com ajuda do *software Excel*, foi possível criar uma nova base de dados, transferindo alguns valores do modelo (base de dados de Évora) no formato EPW para o *Excel* e completar com a DNI extraída do PVGIS. Posteriormente tendo esta base de dados no *Excel*, converteu-se para o formato TMY3 executável ao *software SAM*.

A Tabela 3.1 apresenta um resumo dos parâmetros da localização e recursos climáticos da base de dados criada, sendo que o valor da DNI é a soma de toda DNI em cada hora do ano (8760 valores) e o valor da velocidade do vento é a média anual.

Tabela 3.1: Parâmetros da localidade e recursos climático.

Parâmetros da localidade e recursos climáticos	
País	Portugal
Município	Lisboa
Latitude	38,165
Longitude	-7,195
DNI	2319,4 kWh/m^2
Temperatura ambiente	15,8°C
Velocidade do vento	4,4 m/s

3.1.2 Parâmetros do helióstato e do campo solar

Com a base de dados selecionada é possível inserir os parâmetros do helióstato e as restrições do campo solar para que o SAM dimensione o campo solar adequado ao sistema (Tabelas 3.2, 3.3, 3.4 e a Figura 3.1).

Os valores das propriedades do helióstato (*Sanlucar 90*) selecionado para este dimensionamento são extraídos do catálogo [17]. A área do helióstato pode ser calculada através da equação 1. Note-se, também, que o erro de imagem está dentro do intervalo que o “Kister, 1986” refere (1 e 3 mrad).

Tabela 3.2: Parâmetros do helióstato

Propriedade do helióstato	
Largura de cada helióstato	9,67 m
Altura de cada helióstato	9,57 m
Proporção da área de reflexão	0,983338
Área útil de um helióstato	91m ²
Relutância e sujidade	0,92
Disponibilidade do helióstato	0,99
Erro de imagem	0,00153 rad
Velocidade do vento	15 m/s

Os valores da relação máxima e mínima da distância do helióstato à torre foram inseridos de acordo com os valores padronizados da Figura 2.20 e pelo SAM, o que permite calcular a distância máxima e mínima do helióstato à torre, conforme o SAM calculou automaticamente ou aplicando as equações 2.15 e 2.16 respetivamente, sendo que a altura da torre é um valor calculado pelo sistema de otimização.

O valor do ângulo de extensão, do número de zona radial e azimuth foram inseridos por tentativa até atingir maior rendimento e menor custo possível do sistema, tendo em conta o ângulo de extensão que deve ser menor a 180°, referido na secção 2.4.1.6 (campo solar usando secções).

O número de helióstatos é um valor calculado pelo sistema de otimização que tem em conta as propriedades do helióstato, as restrições do campo solar e a potência do sistema. Estes fatores indiciam que o multiplicador solar influencia fortemente o número de helióstatos, porque o multiplicador solar é um rácio da potência média do recetor com a potência térmica que necessita o ciclo.

Depois de obtido o número total de helióstatos no campo solar o SAM calcula a área de reflexão total dos helióstatos (aplicando a equação 2.5).

Tabela 3.3: Parâmetros do campo solar

Restrição do traçado de campo solar	
Relação máxima da distância do helióstato à torre	7,5
Relação mínima da distância do helióstato à torre	0,75
Distância máxima do helióstato à torre	953,325 m
Distância mínima do helióstato à torre	95,3325 m
Ângulo de extensão	140
Número de zona radial	12
Número de zona azimuth	4
Multiplicador solar	2,4
Número de helióstato	2067
Área refletida total	188.097 m ²
Área campo terra	45 acres
Múltiplo da área solar total	1,3
Área total de terra	155 acres

Com os valores do número de helióstatos e as restrições do traçado do campo solar o SAM efetua a otimização e distribui os helióstatos por secções dentro do campo solar (Figura 3.1) e o número de helióstatos por cada secção (Tabela 3.4), onde ZR significa zona radial.

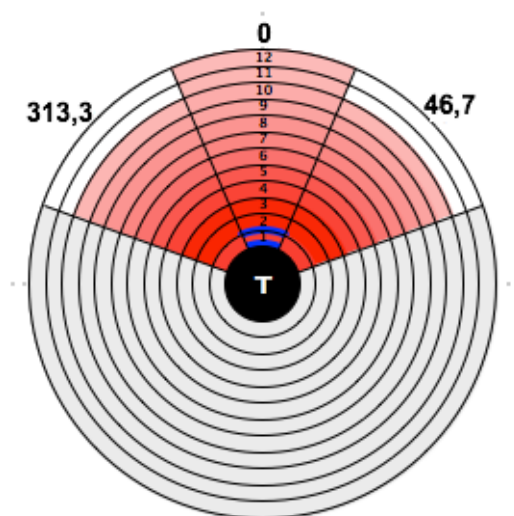


Figura 3.1: Esquema da disposição do campo solar.

Tabela 3.4: Número de helióstatos em cada secção do campo solar.

	ZR.1	ZR.2	ZR.3	ZR.4	ZR.5	ZR.6	ZR.7	ZR.8	ZR.9	ZR.10	ZR.11	ZR.12
0	18	50	64	71	75	76	77	76	76	75	74	35
46,7	18	50	64	71	75	76	77	76	76	67	0	0
Vazio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
313,3	18	50	64	71	75	76	77	76	76	67	0	0

3.1.3 Parâmetros do recetor e da torre

Após o dimensionamento do campo solar é possível emitir ou direccionar a DNI para um ponto (recetor) situado no topo da torre, localizada a norte do campo solar. Neste sentido, é importante conhecer as características do recetor para receber toda a DNI gerada do campo solar e a converter em energia térmica (Tabela 3.5.).

Para se obterem os valores da dimensão da abertura do recetor é imprescindível aplicar um procedimento por tentativa, da seguinte forma:

Tendo como ponto de partida os valores do recetor da central PS10 (Espanha) de 5,5 metros de largura e 12 metros de altura, extraída de [56] alteram-se os valores de modo a obter-se um maior rendimento do recetor a um custo menor possível. Com este procedimento é possível atingir através do processo de otimização o melhor desempenho de acordo aos parâmetros de entrada.

O valor da potência térmica no recetor que o SAM calcula pode ser calculada desfazendo o rácio do multiplicador solar obtendo, assim, a potência térmica do recetor calculada pelo produto da potência do bloco de potência com o valor do multiplicador solar ($P_{ter.rec} = P_{ter.bp} \times M_s$).

Os valores do recetor como o diâmetro, a espessura e o tipo de material foram extraídos de [24].

Tabela 3.5: Parâmetros do recetor e da torre.

Parâmetros das características do recetor e torre	
Tipo de recetor	Cavidade
Largura da abertura	14 m
Altura da abertura	11,2 m
Relação altura lábio	0,118506
Material dos tubos	Aço inoxidável AISI316
Diâmetro externo do tubo	40 mm
Espessura da parede do tubo	1,25 mm
Tipo de HTF	60% N_aNO_3 40% KNO_3
Temperatura de saída do HTF	565°C
Potência térmica do recetor	116,505 MWt
Caudal mássico de sal no recetor	331,623 Kg/s
Altura da torre	127,11 m

Em relação à circulação do HTF no recetor, e dado que esta influencia muito o rendimento do mesmo, foi escolhida a opção 6 por apresentar um maior rendimento em relação às várias opções que o SAM disponibiliza (Figura 3.2.).

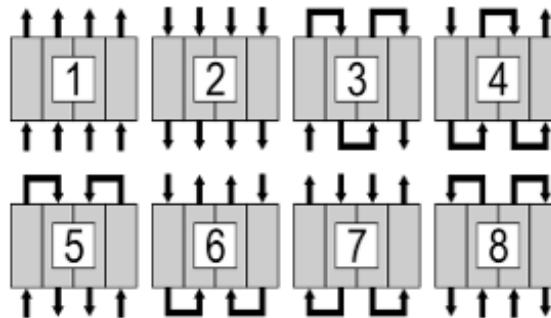


Figura 3.2: Opções de circulação do HTF nos 4 painéis do recetor.

3.1.4 Parâmetros do bloco de potência

A potência térmica de saída do recetor passa pelo sistema de armazenamento e é encaminhada para o bloco de potência que tem como objetivo converter a energia térmica em energia mecânica giratória e, posteriormente, em energia elétrica. Os parâmetros do bloco de potência estão indicados na Tabela 3.6.

No parâmetro de entrada considerou-se que a capacidade bruta do sistema é de 20MW conforme o pretendido, que por sua vez é multiplicada com o rendimento referente as

perdas parasitas para gerar a potência nominal. Os valores da temperatura do HTF de entrada e saída foram retiradas do artigo [30].

O SAM calcula também automaticamente o valor da potência térmica para o bloco de potência. Mas este valor também pode ser calculado aplicando a equação 2.62.

Tabela 3.6: Parâmetros das características do bloco de potência.

Parâmetros das características do bloco de potência	
Capacidade bruta de desenho	20 MWe
Rendimento referente as perdas parasitas	0,87
Potência nominal	17,4 MWe
Rendimento da turbina e gerador elétrico	0,412
Potência térmica para o bloco de potência	48,5437 MWt
Temperatura de entrada do HTF	565°C
Temperatura de saída do HTF	285°C
Pressão de operação	100 bar

3.1.5 Parâmetros do sistema de armazenamento térmico

Dado que o armazenamento térmico é feito por tanques, é importante definir alguns parâmetros para que o mesmo funcione adequadamente conforme as exigências do sistema (parâmetros apresentados na tabela 3.7).

As horas de armazenamento foram inseridas de acordo a análise ao gráfico da energia excedentária no mês de julho, por este apresentar maior energia excedentária, de tal maneira que não haja desperdício de energia. De acordo com a altura do tanque e as perdas térmicas foram usados valores padronizados pelo SAM.

Tabela 3.7: Parâmetros das características do armazenamento térmico.

Parâmetros das características do armazenamento térmico	
Tipo de armazenamento	Dois tanques
Horas de armazenamento	11 horas
Altura do tanque	20 m
Diâmetro do tanque	12,6534 m
Volume de armazenamento	2514,98 m ³
Volume máximo de armazenamento	2389,23 m ³
Volume mínimo de armazenamento	125,749 m ³
Perdas térmicas no tanque com HTF “frio”	0,25Wt/m ² K
Perdas térmicas no tanque com HTF “quente”	0,4Wt/m ² K

3.1.5.1 Controlo de despacho térmico do sistema.

O controlo de despacho do sistema é um controlo da energia térmica que é encaminhada para o bloco de potência. Este controlo é registado numa tabela em que as linhas referem-se a todos os meses do ano e as 24 colunas referem-se às horas de despacho, das 12 am até às 11 pm. Controla-se, assim, a quantidade de despacho térmico de hora a hora enviada ao bloco de potência (Tabela 3.9).

Neste trabalho propõe-se um modelo de estratégia do despacho térmico de tal maneira que a energia armazenada seja injetada no bloco de potência apenas 50%, o que significa que no período de não haver DNI a central fornecerá 10MW em vez dos 20MW. Tal fará com que o tempo de consumo da energia do armazenamento aumente para o dobro.

No caso da biomassa apenas será fornecido 50% da capacidade da central, o que significa que no período do *back-up* a biomassa será de 10MW, isto permitirá minimizar os custos com a biomassa e fazer com que o sistema funcione 24 horas por dia.

A Tabela 3.9 apresenta o despacho feito para cada mês do ano, cumprindo com os seguintes critérios:

- 1º As células preenchidas com o número 1 representam o período de funcionamento da central com DNI, com capacidade de 20 MW = 100%.
- 2º As células preenchidas com o número 7 representam o período de funcionamento de 50% da central, consumindo apenas a energia do armazenamento.
- 3º As células preenchidas com o número 8 representam o período de funcionamento a biomassa a 50%=10MW.

4º A célula preenchida com o número 9 representa o período de funcionamento de 71,5% da central, consumindo apenas a energia do armazenamento.

Tabela 3.8: Controle do despacho térmico no sistema.

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	1	1	1	1	1	8	8	8	8	8	8	8	8
Feb	8	8	8	8	8	8	8	8	8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	8	8	8	8	8	8
Mar	8	8	8	8	8	8	8	8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	8	8	8	8	8	8
Apr	8	8	8	8	8	8	8	8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	8	8	8	8	8	8
May	8	8	8	8	8	8	8	7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	7	7	7	7	7	8
Jun	7	7	7	7	7	7	7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	7	7	7	7	7	7	7
Jul	7	7	7	7	7	9	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	7	7	7
Aug	7	7	7	7	7	7	7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	7	7	7	7	7
Sep	7	8	8	8	8	8	8	8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	7	7	7	7	7	7
Oct	8	8	8	8	8	8	8	8	8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	7	7	8	8	8	8
Nov	8	8	8	8	8	8	8	8	8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	8	8	8	8	8	8
Dec	8	8	8	8	8	8	8	8	8	1	1	1	1	1	1	8	8	8	8	8	8	8	8	8

1 100% com DNI 7 50% com armaz 8 50% com back-up 9 71,5% com armaz

Assim sendo, pode-se fazer um balanço de quantas horas a biomassa estará a funcionar por cada mês. A Tabela 3.10 ilustra as horas de consumo de biomassa por cada mês. A primeira linha indica os meses e a segunda linha indica as respectivas horas do mês de funcionamento com a biomassa.

Tabela 3.9: Horas de funcionamento de biomassa por cada mês.

Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho
589 h	420 h	434 h	390 h	248 h	0 h
Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
0 h	0 h	210 h	403 h	480 h	589 h

3.1.6 Parâmetros das perdas parasitas

Durante o funcionamento da central vão surgindo perdas que fazem com que o rendimento global do sistema diminua. Na Tabela 3.8 encontram-se apresentados os parâmetros para o cálculo das perdas parasitas do sistema.

Os heliostatos consomem energia ao iniciar a sua atividade e durante o processo de rastreamento e também se verifica um certo consumo da central, que é considerada como uma carga fixa, porque é consumida em todo o período do sistema. Também tem que se ter em consideração neste tipo de perdas o consumo das bombas elétricas que são utilizadas para mover o HTF.

Para o caso das perdas térmicas na tubagem do sistema são usados coeficientes e multiplicadores para calcular o comprimento da tubagem (para tal é necessário calcular o produto do multiplicador do comprimento da tubagem pela altura da torre).

Tabela 3.10: Parâmetros das perdas parasitas decorrente ao sistema.

Parâmetros das características das perdas parasitas	
Energia de inicialização de um único helióstato	0,025 kWe-hr
Energia de um helióstato para o rastreamento	0,055 kWe
Eficiência da bomba no HTF do recetor	0,85
Fração da Potência consumido na central	0,0055 MWe/MWt
Potência de bombeamento para HTF no bloco de potência	0,55 kJ/kg
Potência de bombeamento para HTF no armazenamento	0,15 kJ/kg
Coeficiente de perda da tubagem	8000 Wt/m
Multiplicador do comprimento da tubagem	2,6
Comprimento total da tubagem	330,486 m

3.2 Dimensionamento do sistema a pellets (biomassa)

Para simplificar os cálculos considerou-se que a caldeira possuía um rendimento total de $\eta_{cald} = 80,6\%$, valor padronizado pelo SAM (tendo em conta que a potência térmica da central já foi calculada no dimensionamento da central termo solar, sendo esta obtida no bloco de potência).

O poder calorífico inferior das *pellets* é de $17000 \text{ kJ/kg} = 4060,382 \text{ kcal/kg}$ [45], [46].

De seguida é apresentado um método, proposto pelo autor, para calcular a quantidade de *pellets* que deve ser usada no processo de combustão.

Este método foi desenvolvido em *Excel* (Anexo E) e é composto basicamente por dois passos:

1º Calcular a energia da biomassa (E_{bio}), *pellets*, que se queima para produzir a energia térmica necessária para o sistema:

A caldeira fornecerá energia ao sistema apenas no tempo da biomassa (t_{bio}), correspondendo ao período em que não há nem DNI nem energia no armazenamento. Para calcular a energia térmica mensal necessária para o sistema, aplica-se a seguinte equação:

$$E_{ter.ms} = P_{sist} \times t_{ms} \quad (3.1)$$

Onde:

t_{ms} é o tempo mensal dado em horas.

Portanto, com a energia térmica mensal necessária e com o rendimento da caldeira é possível calcular a energia mensal da biomassa que se consome:

$$E_{bio} = \frac{E_{ter.ms}}{\eta_{cal}} \quad (3.2)$$

Para se saber a energia mensal de biomassa que se queima em Kcal é imperativo multiplicar por 860Kcal (sistema de conversão).

2º Calcular a quantidade de *pellets* por mês que se queima na caldeira:

Para calcular a quantidade de *pellets* que se queima na caldeira basta dividir a energia da biomassa que se consome na caldeira pelo poder calorífico inferior:

$$C_{pele.ms} = \frac{E_{bio}}{PCI} \quad (3.3)$$

3.3 Dimensionamento pelo modelo matemático

O dimensionamento pelo modelo matemático é feito baseado em alguns passos proposto pelo autor. No geral este modelo foi executado em *Excel* com exceção do 3º e 4º passos, que foram realizados no *Matlab*. Os passos definidos para o dimensionamento do sistema são os seguintes:

- 1º Definir o local (e um mês típico para o dimensionamento) adequado para implementação da central;
- 2º Calcular a potência térmica média necessária para o bloco de potência;
- 3º Efetuar o desenho da geometria do recetor;
- 4º Calcular as perdas por convecção e radiação no recetor;
- 5º Dimensionar o campo solar;
- 6º Calcular a energia térmica incidente no recetor;
- 7º Calcular a energia térmica absorvida pelo recetor;
- 8º Calcular a energia térmica de saída no recetor;
- 9º Efetuar os cálculos das perdas parasitas do sistema;
- 10º Calcular a energia térmica excedentária ou armazenada;
- 11º Calcular a energia térmica para o bloco de potência;
- 12º Calcular a energia elétrica bruta;
- 13º Calcular a energia elétrica disponível e a energia injetada na rede elétrica.

1º - Definir o local (e um mês típico para o dimensionamento) adequado para implementação da central:

Definir o local: a localidade da central que se deseja dimensionar é no Alentejo com as seguintes coordenadas geográficas, latitude de 38,165 e longitude de -7,195 (definida no dimensionamento pelo *software SAM*).

Definir um mês típico: escolha do mês típico para o dimensionamento. Os dados da DNI foram extraídos da plataforma de Sistema de Informação Geográfica (PVGIS) [7]. Após a análise da DNI de todos os meses foi selecionado o mês de julho porque apresenta maior DNI, sendo que os equipamentos, especificamente o recetor, deve ser dimensionado para a máxima radiação (DNI).

Na Figura 3.3 encontra-se apresentado um gráfico da DNI do mês de julho elaborada com os dados extraídos do PVGIS.

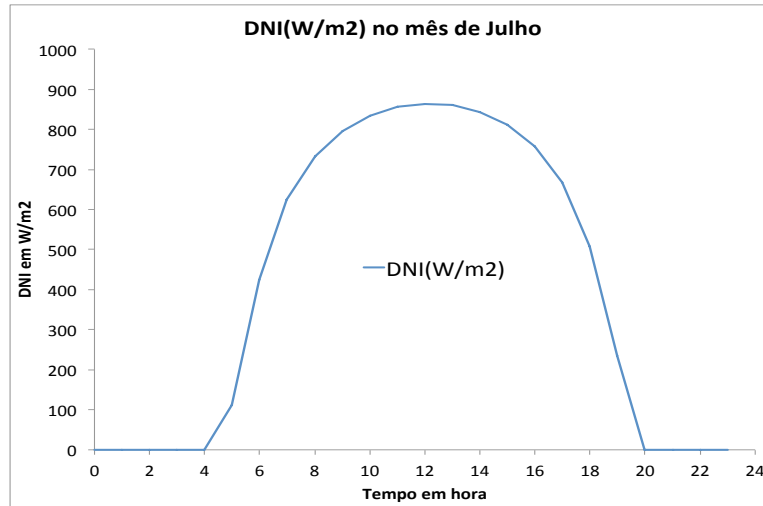


Figura 3.3: DNI no mês de Julho.

2º Calcular a potência térmica média necessária para o bloco de potência:

O rendimento térmico a usar para este dimensionamento é o mesmo valor típico usado pelo SAM, de 41,2%.

Para se saber a potência térmica de entrada que necessita o ciclo é necessário aplicar a equação 42 e dado que se pretende que a potência bruta da central seja de 20 MW, então a potência térmica do ciclo será:

$$P_{ter.ciclo} = \frac{P_{el.bruta}}{\eta_{ter.el}} = 48,54 \text{ MWt} \quad (3.4)$$

3º Desenho da geometria do recetor:

Pretende-se que o recetor tenha quatro painéis de absorção ligados entre si de maneira a que o fluxo do fluido tenha dois sentidos. Para tal foi necessário a criação de um código específico. O quadro do código a seguir, apresenta os dados e as equações (descritas na secção 2.4.2) do código que foi criado no *Matlab* para o cálculo do desenho no recetor.

Dados inseridos no código:

- Os valores usados para o diâmetro exterior ($d_{tubo.ext}$), o diâmetro interior ($d_{tubo.int}$) e a temperatura máxima do tubo (T_{max}) foram retirados de [25].
- O caudal mássico de sal projetado no recetor (\dot{m}_{sal}) é um valor retirado da tabela 3.5.
- Os valores do HTF de sal fundido tais como, a densidade do fluído ($\rho = \rho_o$), o calor específico (C_p), a viscosidade absoluta (μ) e a condutividade térmica (K), são valores calculados de acordo as propriedades do HTF e da temperatura máxima do sal ($T_{sal} = 565^\circ\text{C}$).
- O valor de (K_{tubo}) é retirados de [20].

- O valor correspondente à variação da temperatura do recetor ($\Delta T_{recetor} = vaTrecetor$) é uma diferença da temperatura máxima e mínima do sal.

✓ Equações inseridas para o código

Com os dados inseridos é possível calcular o número de tubos para cada painel ($n_{tubos.p}$) e o número de painéis no recetor ($n_{paineis.rec}$) com as equações 2.22 e 2.32 respetivamente, sendo, também, calculado o número de tubos no recetor ($n_{tubos.rec}$).

Para a execução destas expressões foram necessárias as fórmulas do número de *Reynolds* (Re), do número de *Prandtl* (Pr), do número de *Nusselt* (Nu), do coeficiente de transferência de calor (h), da resistência térmica da convecção do fluido no interior do tubo ($R_1'' = R_1$), da resistência térmica por condução do tubo ($R_2'' = R_2$), da resistência térmica ($R_t'' = R_t$), do fluxo máximo de transferência de calor ($q_{max}'' = q_{max}$), do fluxo de calor que atravessa a superfície do tubo ($q_{tubo} = q_{tubo}$) e da variação da temperatura no painel ($\Delta T_{painel} = vaTpainel$).

Com a introdução dos dados e as equações do código foi possível obter os seguintes valores:

$$n_{tubos.p} \cong 22$$

$$n_{paineis.rec} \cong 4$$

$$n_{tubos.rec} \cong 88$$

```
%CALCULO DE DESENHO DO RECETOR
%DADOS
dext=0.04; dint=0.0375; Ltubo=12.32; Vsal=4; msal=331.623; ro=1730.66; Cp=1540.18; u=0.0011438;
K=0.55035; Ktubo=20; Tmax=800; Tsal.max=565; vaTrec=280;

%FORMULAS EMPREGUES
mtubo=Vsal*(pi*dint^2)*ro/4; ntubop=((msal/2)/mtubo)
ntubosp=floor(ntubop); Re=(ro*Vsal*dint)/u; Pr=(Cp*u)/K; Nu=0.023*Re^0.8*Pr^0.4; h=Nu*K/dint;
R1=1/(pi*Ltubo*dint*h); R2=(log(dext/dint))/(2*Ltubo*pi*Ktubo); R=R1+R2; Rt=R*dext*Ltubo*pi;
qmax=(Tmax-Tsal.max)/Rt; qtubo=qmax*pi*dext*Ltubo; vaTpainel=qtubo/(Cp*mtubo);
npainelrec=(2*vaTrec/vaTpainel)
npaineis=floor(npainelrec); ntubosrec=ntubop*npaineis
```

4º Calcular as perdas por convecção e radiação no recetor.

As perdas de calor por convecção e por radiação também foram calculadas através da criação de um código no *Matlab*, com os passos e equações descritas na secção 2.4.2.4

Para o calculo da perda por convecção:

Dados inseridos no código

- Algumas variáveis usadas são do desenho do recetor, como a R_1 , R_2 , $n_{tubo.p}$, $d_{tubo.ext}$ e o $n_{paineis.rec}$.

- Os valores da temperatura do sal que entra no recetor, da temperatura do sal que sai do recetor e da temperatura ambiente retirada da Tabela 3.1 são todos convertidos em *Kelvin* (T_{ent} para T_{entk}), (T_{sal} para T_{entk}) do (T_{amb} para T_{ambk}).
- Os valores da densidade do ar ($\rho_{ar} = \rho_{ar}$), da viscosidade do ar ($\mu_{ar} = \mu_{ar}$), da condutividade térmica do ar ($K_{ar} = K_{ar}$) e o número de *Prandtl* do ar ($PR_{ar} = PR_{ar}$) são valores retirados da Tabela de propriedade do ar [57].
- A velocidade média do vento ($v_{vento} = V_{vento}$) é retirada da Tabela 3.1.

✓ Equações inseridas para o código

Depois da inserção destes dados calculam-se as perdas por convecção ($Q_c = Q_{cn} + Q_{cf}$) natural e forçada:

Para a perda de convecção natural ($Q_{cn} = Q_{cn}$), aplica-se a equação 2.37. Sendo antes calculada a temperatura de superfície dos tubos em *Kelvin* ($T_{tubo} = T_{tubok}$), através da equação 2.39 e o coeficiente de transferência de calor por convecção natural ($h_{cn,ar} = h_{cnar}$) pela equação 2.38.

Para a perda de convecção forçada ($Q_{cf} = Q_{cf}$), aplica-se a equação 2.41. Sendo antes calculado o coeficiente de transferência de calor por convecção forçada ($h_{cf,ar} = h_{cfar}$) e a área de abertura do recetor ($A_{abe} = A_{abe}$).

Com a introdução dos dados e as equações no código foi possível obter o valor da perda por convecção, sendo esta de $Q_c = 2,1 \text{ MWt}$.

```
%CALCULO NA PERDA POR CONVECÇÃO
%DADOS
Tentk=(285+273); Tsalk=(565+273); Tambk=(15.8+273); roar=0.4566; uar=35.63*10^-6; Kar=55.72*10^-3;
Prar=0.6986; Vento=4.4; Rtubo=R1+R2; inT=(2*vaTrec)/npaineis; qtuboar=Cp*mtubo*inT; Habe=11.2; Labe=14;

%FORMULAS EMPREGUES
Tsaltubok=((Tentk^4+Tsalk^4)/2)^(1/4); Ttubok=Tsaltubok+(qtuboar*Rtubo);
Asup=ntubosp*npaineis*dext*Ltubo; Aabe=Habe*Labe; hcnar=0.81*(Ttubok-Tambk)^(0.426);
qcn=hcnar*(Ttubok-Tambk)*Asup; Rear=(roar*Vento*dext)/uar; Nucfar=0.0287*Rear^(0.8)*Prar^(1/3);
hcfar=(Nucfar*Kar)/dext; qcf=hcfar*(Ttubok-Tambk)*Aabe; qc=qcn+qcf
```

Para o cálculo da perda por radiação:

Dados inseridos no código

- Os valores das emissividades da terra ($\varepsilon_{terra} = \varepsilon_{misterra}$) e do céu ($\varepsilon_{ceu} = \varepsilon_{miscoeu}$) são extraídos de [20].

✓ Equações inseridas no código

Para calcular a perda por radiação foi inserida a equação 2.46. Tendo antes sido inserida a equação 2.47 da emissividade média ($\epsilon_{med} = E_{med}$).

Com a introdução dos dados e as equações no código foi possível obter o valor da perda por radiação, sendo esta de $Q_r = 2,9 \text{ MWt}$.

```
%CALCULO NA PERDA POR RADIAÇÃO
%DADOS
emisterra=0.5; emisceu=1; emissup=(emisterra+emisceu)/2; Boltz=5.67*10^-8;

%FORMULAS EMPREGUES
F=Aabe/Asup;
Emed=emissup/(emissup+(1-emissup)*F);
Qr=Emed*Asup*F*Boltz*(Ttubok^4-Tambk^4)
```

5º Dimensionar o campo solar.

Num sistema CSP é importante o dimensionamento correto do campo solar, pois é onde ocorrem maiores perdas e custos no sistema. Por este motivo consideraram-se os parâmetros do campo solar obtidos no SAM que é processado pelo DELSOL 3.

Os parâmetros considerados são o número total de helióstatos no campo solar (cerca de 2061) e o rendimento ótico (de 65%). Deste modo, é possível calcular a energia incidente no recetor.

6º Energia térmica incidente no recetor.

A energia incidente no recetor ($E_{ter.inc.rec}$) é a energia que o campo solar gera tendo em consideração as perdas por efeito cosseno, por sombreamento e bloqueio, por reflexibilidade do helióstato, por atenuação atmosférica e por derrame, ou seja, é a energia conjunta com a eficiência ótica (gerada pelo processo de otimização) do campo solar. A energia incidente no recetor é calculada pela equação 2.12.

$$E_{inc.rec} = DNI \times \eta_{opcs} \times A_{hel} \times N_{hel} \quad (3.5)$$

7º Calcular a energia térmica absorvida pelo recetor.

A energia térmica absorvida pelo recetor é calculada com base no exposto na secção 2.4.2.4 (referente às perdas de calor por reflexão) em que é referido que as perdas por reflexão rondam os 5% da potência térmica incidente no recetor (equação 2.51):

$$E_{ter.abs} = P_{inc.rec} \times 0,95 \quad (3.6)$$

8º Calcular a energia térmica de saída no recetor

A energia térmica de saída no recetor calcula-se considerando-se já calculadas perdas por convecção e radiação:

$$E_{ter.sai} = E_{ter.abs} - E_{ter.conv} - E_{ter.r} \quad (3.7)$$

9º Calcular as perdas parasitas do sistema

As perdas parasitas incluem as perdas térmicas da tubagem, do armazenamento, do consumo dos helióstatos, das bombas hidráulicas e da potência fixa (secção 2.4.4).

- Para calcular as perdas térmicas da tubagem é preciso considerar um coeficiente de perda da tubagem de 8000 Wt/m extraída de uma simulação feita pelo laboratório nacional de energia renovável no SAM [58]. Para se obter o comprimento da tubagem no circuito primário aplicou-se o multiplicador do corpo da tubagem no valor de $M_{c.tub} = 2,6$, valor esse padronizado pelo SAM. Neste caso para calcular a perda térmica da tubagem no circuito primário aplicou-se a equação 2.63:

$$pt.tub.p = M_{tub} \times h_{tub} \times C_p \times tub \quad (3.8)$$

Para calcular a perda térmica do armazenamento ($E_{perda.armz}$) considera-se o seguinte: como o armazenamento é efetuado num cilindro é necessário calcular a área do cilindro ($A_{cilindro}$) e com o coeficiente de perda do armazenamento (descrito na tabela 3.7.) calculam-se as energias que se desprendem sobre as paredes do recipiente (cilindro):

$$A_{cilindro} = \pi \times D_{tanq} \times \left(H_{tanq.armz} \times \frac{D_{tanq}}{2} \right) \quad (3.9)$$

$$E_{perda.armz} = 0,4 \text{ Wt/m}^2 \text{ k} \times A_{cilindro} \quad (3.10)$$

$$E_{perda.armz} = 0,418 \text{ MWht}$$

No caso das perdas causadas pelo consumo dos helióstatos, carga fixa, consumo das bombas usaram-se os seguintes valores de potência, padronizados pelo SAM:

- A potência de inicialização de um único helióstato é de 0,025 kWe e a potência de rastreamento de um único helióstato é de 0,055 kWe. Assim, é apenas necessário multiplicar pelo número de helióstatos para se obter o consumo dos helióstatos.
- A potência da carga fixa é 0,55 % da carga bruta.
- A potência de bombeamento para HTF no bloco de potência e no armazenamento deve ser calculada com os coeficientes 0,55 kJ/kg e 0,15 kJ/kg respetivamente (dados da Tabela 3.8.). Para isso é necessário conhecer o caudal mássico de sal que as bombas devem suportar. Neste sentido, deve considerar-se o caudal mássico que percorre o recetor, de 331,623 Kg/s (Tabela 3.5.), sendo este adicionado em 20% do caudal normal de 276,353 kg/s.

Portanto, para o cálculo das energias consumidas pelas bombas do bloco de potência e do armazenamento ($E_{el.bomb}$), seguiu-se o seguinte raciocínio: para a energia da bomba que se consome no período das 8 às 18 horas (período de DNI) considerou-se os coefi-

cientes de bombeamento para HTF no bloco de potência e no armazenamento e o caudal de 331,623 Kg/s:

$$E_{el.bomb} = (0,55 \text{ kJ/kg} + 0,15 \text{ kJ/kg}) \times \dot{m}_{sal} \times 1 \text{ hora} \quad (3.11)$$

$$E_{el.bomb} = 0,7 \text{ kJ/kg} \times 331,623 \text{ Kg/s} \times 1 \text{ hora}$$

$$E_{el.bomb} = 232,14 \text{ kWh} \cong 0,23214 \text{ MWh}$$

Para a energia da bomba que se consome no período sem DNI foi considerado o coeficiente de bombeamento do armazenamento e o caudal de 276,353 kg/s:

$$E_{el.bomb} = 0,15 \text{ kJ/kg} \times \dot{m}_{sal} \times 1 \text{ hora} \quad (3.12)$$

$$E_{el.bomb} = 0,15 \text{ kJ/kg} \times 276,353 \text{ kg/s} \times 1 \text{ hora}$$

$$E_{el.bomb} = 41,45 \text{ kWh} \cong 0,04145 \text{ MWh}$$

10° Calcular a energia térmica excedentária ou armazenada

A energia térmica excedentária ou armazenada ($E_{ter.armz}$) calculou-se tendo em consideração a energia térmica pretendida no bloco de potência ($E_{ter.blo.pre}$), calculada anteriormente e levando em conta as perdas térmicas da tubagem no circuito primário ($E_{ter.tub.p}$) e a perda térmica do armazenamento $E_{perda.armz}$:

$$E_{ter.armz} = E_{ter.sai} - E_{ter.blo.pre} - E_{perda.tub.p} - E_{perda.armz} \quad (3.13)$$

11° Calcular a energia térmica para o bloco de potência

A energia térmica para o bloco de potência condicionada ($E_{ter.blo.cond}$) foi calculada tendo como condição que a central deve funcionar 24 horas por dia, por isso baixou-se para 50% durante algumas horas do fornecimento de energia por armazenamento para compensar as horas em falta.

12° Calcular a energia elétrica bruta

A energia elétrica bruta ($E_{el.brut}$) é a energia elétrica que o sistema gera sem haver consumo elétrico do sistema. Com a energia térmica do bloco de potência e o rendimento térmico elétrico pode-se calcular com a seguinte equação:

$$E_{el.brut} = E_{ter.blo} \times \eta_{ter.el} \quad (3.14)$$

13° Calcular a energia elétrica disponível e a energia injetada na rede elétrica

A energia elétrica disponível ($E_{el.disp}$) é calculada tendo em conta os consumos elétricos nos helióstatos ($E_{el.hel}$), os consumos internos da central ($E_{el.cons.cen}$) e o consumo elétrico das bombas ($E_{el.bomb}$):

$$E_{el.disp} = E_{el.brut} - E_{el.hel} - E_{el.cons.cen} - E_{el.bomb} \quad (3.15)$$

A energia injetada na rede elétrica ($E_{el.red}$) é a energia projetada para ser entregue à rede. O SAM admite que apenas 96% da energia elétrica disponível é que será injetada na rede:

$$E_{el.red} = E_{el.disp} \times 0,96 \quad (3.16)$$

3.4 Estudo financeiro

O estudo financeiro neste trabalho baseia-se na determinação dos proveitos e custos associados ao sistema CSP de torre e no cálculo dos indicadores económicos através dos mapas de fluxo de caixa.

Para a execução dos custos associados aos componentes do sistema foram considerados alguns parâmetros de entrada. Em anexos D pode-se aferir os cálculos em *Excel* dos custos do sistema.

Realça-se que os valores retirados da base de dados do SAM apresentam-se na moeda dólar (\$), e que esta foi convertida para a moeda portuguesa, euro (€), utilizando uma taxa de 0,8877 €/ \$.

3.4.1 Parâmetros de entrada dos custos dos componentes do sistema

Os valores dos custos usados neste trabalho foram extraídos da base de dados do SAM. Isto porque, neste trabalho, precisava-se de valores atuais e a base de dados do SAM tem valores atualizados pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável, NREL. Na Tabela 3.11 estão apresentados os elementos dos CDT e CIT e outros valores associados.

Tabela 3.11: Custos associados a CSP de torre.

Custos diretos	Preços
Preparação do local	13,32 €/m ²
Helióstato	150,91 €/m ²
Balanço de planta	310,7 €/kW
Bloco de potência	1065,24 €/kW
Armazenamento	23,97 €/kWh _t
Caldeira a pellets	958,72 €/kW _e
Custo fixo da torre	2663100 €
Expoente do custo da torre	0,0113
Custo recetor de referência	97647000 €
Área recetor de referência	1571 m ²
Expoente recetor referência	0,7
Contingência	7 %
Custos indiretos	
% EPC proprietário de custos	11 %
Custo de terra por acres	8877 €/acres
Taxa de imposto	5 %
%custos direto de venda	80 %
Custo de O&M	
Custo fixo por capacidade	57,7 €/kW

Calculou-se os custos diretos totais, CDT, aplicando a equação 2.73 após se ter calculado os seguintes elementos: preparação do local (aplicando a equação 2.65); heliostatos (aplicando a equação 2.66); balanço de planta (aplicando a equação 2.67); bloco de potência (aplicando a equação 2.68); armazenamento (aplicando a equação 2.69); *Back-up* biomassa a *pellets* (aplicando a equação 2.70); custo total da torre (aplicando a equação 2.71) e o custo total do recetor (aplicando a equação 2.72).

Também se calcularam os custos indiretos totais, CIT, (aplicando a equação 2.77). Para tal foi necessário calcular previamente os seguintes elementos: EPC e custos de proprietário (aplicando a equação 2.74); total de custos fixos (aplicando a equação 2.75) e os impostos de venda total (aplicando a equação 2.76).

Depois de obtidos os resultados destes cálculos foi possível calcular o custo total da instalação (aplicando a equação 2.78). De modo a se obter o custo total instalado por capacidade aplicou-se a equação 2.79.

3.4.2 Indicadores económicos.

Para o cálculo dos indicadores económicos foram elaborados alguns mapas financeiros. Os mapas aplicados que constituem a estrutura dos fluxos de caixa são compostos por: mapa de venda, mapa de financiamento, mapa de exploração e o mapa do *cash flow*. Neste caso serão apresentados os parâmetros de entrada e, de seguida, os mapas financeiros gerados que permitiram obter os valores dos indicadores económicos.

3.4.2.1 Parâmetros de entrada

Os parâmetros de entrada para o cálculo dos fluxos de caixa correspondem aos valores descritos nas seguintes tabelas:

➤ Parâmetros de preços.

O preço da energia gerada, é baseado na implementação da tarifa bonificada e no preço de energia do mercado de Portugal (ver Tabela 3.12).

O Decreto-Lei nº 225/2007, de 31 de maio [59], que regulamenta a renumeração e tarifários das energias renováveis, apresenta um método com fórmulas e variáveis (para CSP) para o cálculo da tarifa bonificada. A fórmula principal e o valor da tarifa (em €/kWh) que surge expresso nesse documento legislativo é a seguinte:

$$T_b = (f_m(P_f + P_v) + P_A \times Z) \times f_p \quad (3.17)$$

Onde:

$f_m = 1,9$ é o fator de modelação.

$P_f = 0,000776$ é o valor da parcela fixa.

$P_v = 0,036$ é o valor da parcela variável.

$P_A = 0,0074$ é o valor da parcela ambiental.

$Z = 20$ é um fator referente ao tipo de tecnologia.

$f_p = 1,015$ é o fator de perdas.

Esta mesma legislação refere, também, que esta tarifa para este tipo de tecnologia (CSP) só é aplicável nos primeiros 15 anos de vida do projeto, sendo que nos anos seguintes vende-se a energia pelo preço do mercado.

Para se obter o preço da energia do mercado consultou-se a página do Operador de Mercado Ibérico de Energia (OMIE) [60] onde se tem acesso ao preço aritmético de Portugal desde o ano de 2007 até 2014.

Para o *back-up* considerou-se o preço do combustível *pellets* de 2014 que consta do site [61] (sendo este um valor médio calculado com os valores dos fornecedores de *pellets* em Portugal). Este valor é usado para calcular o custo das *pellets* (multiplicando com a quantidade de *pellets*) como um custo no mapa de despesa.

Considerou-se estes preços (tarifa bonificada, energia no mercado e das *pellets*) como constantes ao longo da vida útil do sistema.

Tabela 3.12: Tabela de preços da tarifa bonificada, energia e *pellets*.

Preços	Valores
Tarifa bonificada	0,22114 €/kWh
Preço da energia no mercado	0,04764 €/kWh
Preço dos pellets	0,227 €/kg

➤ Parâmetros do empréstimo.

Considerou-se, para o caso de estudo, que o empreendimento é financiado em 50% por capitais alheios através de empréstimo bancário. O prazo de empréstimo foi considerado o mesmo que é aplicado ao período da tarifa bonificada (15 anos), uma vez que é este o período de maior rentabilidade do projeto (Figura 3.13.).

O fator de anuidade ($F.an$) foi calculado usando a taxa de juro (Tal), com a seguinte equação $F.an = [\frac{1}{Tal} - (\frac{1}{Tal} \times (1 + Tal)^{P.emp})]$. Sendo este um valor usado para o cálculo do serviço de dívida por cada ano.

Tabela 3.13: Parâmetros do empréstimo.

Parâmetros de empréstimo	Valor
Fração da dívida do empréstimo	50%
Prazo do empréstimo	15 anos
Taxa de juro	7%
Fator de anuidade	9,1079

➤ Parâmetros da vida útil do sistema e as taxas.

O sistema é analisado num determinado intervalo de tempo denominado como vida útil do sistema (Tabela 3.14). Considerou-se a vida útil do sistema como 25 anos para não se ser demasiado, pois alguns sistemas como este são considerados para 30 anos.

Os custos de O&M é o custo obtido a partir dos custos dos componentes do sistema (presentes na Tabela 3.11.).

As taxas de imposto e atualização consideradas são valores típicos.

Tabela 3.14: Parâmetros da vida útil do sistema e taxas.

Parâmetros da vida útil do sistema	Valor
Vida útil do sistema	25 anos
O&M custo fixo capacidade	1.003.988,7 €
Taxa de imposto	30%
Taxa de atualização	8,2%

3.4.2.2 Criação dos mapas financeiros

Usando os valores dos parâmetros de entrada referidos anteriormente foi possível calcular os mapas que serão usados para a obtenção dos indicadores económicos.

❖ Mapa de venda da energia.

O mapa de venda da energia é o mapa onde se processa a elaboração da venda da energia produzida no sistema de acordo com o mercado.

Para a elaboração deste mapa considerou-se que a energia anual produzida no sistema tem um valor de desgaste de 1% anualmente. Por isso, foi aplicada a seguinte equação anual (começando no 2º ano):

$$E_n = E \times [(100\% - (an - 1))/100\%] \quad (3.18)$$

Onde:

an corresponde ao ano atual.

an - 1 corresponde ao ano anterior.

Os preços de venda de energia utilizados estão expressos na Tabela 3.2.

A receita bruta é o produto da energia pelo preço de venda ($RB = E \times PE$).

Mapa de venda da energia										
Sigla	Ano	1	2	3	4	5				
E	Energia (kwh)	105 761 800	104 704 182	103 646 564	102 588 946	101 531 328				
PE	Preço da energia (€/kwh)	0,2211	0,2211	0,2211	0,2211	0,2211				
RB	Receita bruta (€)	23 388 483	23 154 598	22 920 713	22 686 828	22 452 943				

6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
100473710	99416092	98358474	97300856	96243238	95185620	94128002	93070384	92012766	90955148
0,2211	0,2211	0,2211	0,2211	0,2211	0,2211	0,2211	0,2211	0,2211	0,2211
22 219 059	21 985 174	21 751 289	21 517 404	21 283 519	21 049 634	20 815 750	20 581 865	20 347 980	20 114 095

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
89897530	88839912	87782294	86724676	85667058	84609440	83551822	82494204	81436586	80378968
0,0476	0,0476	0,0476	0,0476	0,0476	0,0476	0,0476	0,0476	0,0476	0,0476
4 282 718	4 232 333	4 181 948	4 131 564	4 081 179	4 030 794	3 980 409	3 930 024	3 879 639	3 829 254

❖ Mapa de financiamento

O mapa de financiamento é um mapa em que se calcula como serão pagos os juros e o reembolso da dívida que constituem o chamado serviço da dívida. Para o serviço de dívida aplicou-se:

$$SD = E/F.an \quad (3.19)$$

Onde:

F.an é o fator de anuidade (presente na Tabela 3.13).

E corresponde ao valor total do empréstimo.

O cálculo do juro é feito aplicando a seguinte expressão:

$$J = CD_{n-1} \times Tael \quad (3.20)$$

Sendo que o Tael é a taxa de empréstimo retirada da Tabela 3.13.

Para o reembolso da dívida é usada a seguinte equação:

$$RD = SD - J \quad (3.21)$$

Para o capital em dívida é aplicada a equação:

$$CD = CD_{n-1} - RD \quad (3.22)$$

Uma das formas de verificar a viabilidade do mapa de financiamento é obter na última célula do capital em dívida um valor de zero.

Mapa de Financiamento							
Sigla	Ano	0	1	2	3	4	5
CD	Capital em dívida (€)	69257943	66501850	63552829	60397377	57021044	53408367
J	Juros (€)		4848056	4655129	4448698	4227816	3991473
RD	Reembolsos da dívida (€)		2756094	2949020	3155452	3376333	3612677
SD	Serviço de dívida (€)		7604150	7604150	7604150	7604150	7604150

6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
49542803	45406649	40980965	36245482	31178516	25756862	19955693	13748441	7106682	0
3738586	3467996	3178465	2868668	2537184	2182496	1802980	1396898	962391	497468
3865564	4136154	4425684	4735482	5066966	5421654	5801170	6207251	6641759	7106682
7604150	7604150	7604150	7604150	7604150	7604150	7604150	7604150	7604150	7604150

❖ Mapa de despesas

O mapa das despesas é um mapa que apresenta as despesas decorrentes ao sistema.

Para o custo das *pellets* usadas na caldeira a *back-up* é usado o preço das *pellets* (*P.pellets*) retiradas da Tabela 3.12 e a quantidade de *pellets* (*C.pellets*), de acordo com a seguinte equação:

$$CP = P.pellets \times C.pellets \quad (3.23)$$

A despesa operacional total é calculada pela equação:

$$DOT = O\&M + CP \quad (3.24)$$

Onde o valor das despesas de O&M é retirado da Tabela 3.14.

A receita líquida total será calculada aplicando a seguinte equação:

$$RSDOT = RB - DOT \quad (3.25)$$

Mapa de despesas							
Sigla	Ano	1	2	3	4	5	6
O&M	O & M despesa por capacidade (€)	1003988,7	1003988,7	1003988,7	1003988,7	1003988,7	1003989
CP	Custo de pellets (combustível) (€)	5448279	5448279	5448279	5448279	5448279	5448279
DOT	Despesa operacional total (€)	6452268	6452268	6452268	6452268	6452268	6452268
RSDOT	Receita sem despesas operacional total (€)	16936215	16702330	16468445	16234560	16000675	15766790

7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1003989	1003989	1003989	1003988,7	1003988,7	1003989	1003989	1003988,7	1003989	1003989
5448279	5448279	5448279	5448279	5448279	5448279	5448279	5448279	5448279	5448279
6452268	6452268	6452268	6452268	6452268	6452268	6452268	6452268	6452268	6452268
15532906	15299021	15065136	14831251	14597366	14363481	14129597	13895712	13661827	-2169550

17	18	19	20	21	22	23	24	25
1003989	1003989	1003988,7	1003989	1003989	1003989	1003989	1003989	1003989
5448279	5448279	5448279	5448279	5448279	5448279	5448279	5448279	5448279
6452268	6452268	6452268	6452268	6452268	6452268	6452268	6452268	6452268
-2219935	-2270320	-2320705	-2371090	-2421474	-2471859	-2522244	-2572629	-2623014

❖ Mapa de cash flow

O mapa de *cash flow* (fluxo de caixa) é o mapa que possibilita o cálculo dos indicadores económicos.

As equações utilizadas para o cálculo do *cash flow* global são:

Para a amortização é usada a seguinte equação:

$$A = CTS/P.emp \quad (3.26)$$

Sendo que o *P.emp* é o prazo de empréstimo considerado para 15 anos (segundo a Tabela 3.13).

Neste caso o resultado antes dos impostos será:

$$RAI = RSDOT - A - J \quad (3.27)$$

Para calcular o resultado líquido aplica-se:

$$RL = RAI - I \quad (3.28)$$

Sendo que o imposto (I) é calculado com a taxa de imposto de renda (Ta.IR) descrita na Tabela 3.14 e o RAI aplicando a seguinte equação:

$$I = Ta.IR \times RAI \quad (3.29)$$

Para o cálculo do *cash flow* global (CFG) aplicou-se a seguinte equação:

$$CFG = RL + A - RD \quad (3.30)$$

Mapa do cash flow de exploração										
Sigla	Ano	0	1	2	3	4	5			
A	Amortização		9234392	9234392	9234392	9234392	9234392			
RAI	Resultado antes de imposto		2853766	2812808	2785354	2772351	2774810			
I	Imposto		856130	843842	835606	831705	832443			
RL	Resultado líquido		1997636	1968965	1949748	1940646	1942367			
CFG	Cash Flow Geral	-69257943,44	8475935	8254337	8028689	7798705	7564082			

6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
9234392	9234392	9234392	9234392	9234392	9234392	9234392	9234392	9234392	9234392
2793812	2830517	2886163	2962076	3059675	3180478	3326109	3498306	3698928	3929967
838144	849155	865849	888623	917902	954143	997833	1049492	1109679	1178990
1955669	1981362	2020314	2073453	2141772	2226334	2328276	2448814	2589250	2750977
7324497	7079601	6829022	6572363	6309199	6039073	5761499	5475955	5181883	4878687

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-2169550	-2219935	-2270320	-2320705	-2371090	-2421474	-2471859	-2522244	-2572629	-2623014
-650865	-665980	-681096	-696211	-711327	-726442	-741558	-756673	-771789	-786904
-1518685	-1553954	-1589224	-1624493	-1659763	-1695032	-1730302	-1765571	-1800840	-1836110
-1518685	-1553954	-1589224	-1624493	-1659763	-1695032	-1730302	-1765571	-1800840	-1836110

Com estes mapas gerados é possível calcular os indicadores económicos.

Para o cálculo do *cash flow* atualizado aplicou-se a seguinte expressão:

$$CFA = CFG / (1 + Ta.DR)^n \quad (3.31)$$

Sendo que no ano zero corresponde ao valor do investimento.

No caso do *cash flow* acumulado (CFacu) aplicou-se a seguinte equação:

$$CFacu = CFA_n + CFacu_{n-1} \quad (3.32)$$

Mapa de calculo dos indicadores económico (VAL TIR e PRI)										
Sigla	Ano	0	1	2	3	4	5			
CFA	Cash Flow Atualizado	-69257943,44	7833581,2	7050626,3	6338154,7	5690015,4	5100584,5			
CFacu	Cash Flow Acomulado	-69257943,44	-61424362	-54373736	-48035581	-42345566	-37244981			

6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
4564721	4077725	3635301	3233524,9	2868808,8	2537876,1	2237733,5	1965646,8	1719119,2	1495870,7
-32680260	-28602535	-24967234	-21733709	-18864900	-16327024	-14089291	-12123644	-10404525	-8908654

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
-430359,6	-406981,6	-384675,3	-363412,6	-343163,3	-323895,9	-305577,98	-288176,3	-271657	-255986,6
-9339014	-9745995	-10130671	-10494083	-10837247	-11161142	-11466720	-11754897	-12026554	-12282540

Assim, foi possível calcular os indicadores económicos que serão utilizados para determinar a viabilidade económica do projecto: o VAL, valor atualizado líquido, a TIR, taxa interna de rentabilidade e o PRI, período de recuperação do investimento.

4

Resultados do dimensionamento e discussão

Este capítulo apresenta os resultados do capítulo 3 obtidos pelo dimensionamento efetuado no SAM e pelo modelo matemático implementado. O capítulo encontra-se dividido por quatro secções:

A secção 4.1 apresenta os resultados do dimensionamento executado para o mês típico de julho obtidos pelo SAM e pelo modelo matemático. Apresenta, assim, os valores calculados desde a energia térmica que incide nos painéis até à energia elétrica injetada na rede. Uma vez que o dimensionamento executado para o mês típico (julho) não consome biomassa será também exposta na secção 4.1.1 alguns resultados para o mês de setembro executado no SAM.

Na secção 4.2. são apresentados os resultados anuais do sistema termo solar com *back-up* biomassa a *pellets* executado no SAM. Na secção 4.2.1 indica-se a quantidade anual de *pellets* que o sistema precisará para funcionar com *back-up*.

Na secção 4.3 são referenciados os custos financeiros do sistema e os indicadores económicos.

Na última secção, a 4.4 é feita uma análise comparativa entre os dois métodos: 1) comparação entre o sistema dimensionado pelo modelo matemático (*Excel*) e os valores do SAM no mês típico de julho; 2) comparação entre os resultados anuais obtidos no SAM e os valores reais da plataforma Gemasolar (Espanha).

4.1 Valores obtidos do SAM e modelo matemático no mês de julho

4.1.1 Valores obtidos desde a energia térmica que incide nos painéis até a energia térmica de saída do recetor

A Figura 4.1 (à esquerda dados com o modelo SAM e à direita com o modelo matemático) apresenta as energias incidentes no campo solar e as suas respectivas conversões para a geração da energia térmica. Esta figura ilustra claramente a energia térmica da DNI que incide aos 2067 helióstatos do campo solar, no período das 4 até às 20 horas do dia, sendo que esta mesma energia ao incidir no recetor está sujeita a perdas no seu trajeto (fica apenas com 65% da energia inicial). A energia térmica incidente no recetor durante o período das 7 até às 19 horas com um pico de potência máxima é de 113,7 MW (SAM) e 105,67 MW (modelo matemático). Contudo, esta energia vai sofrendo perdas de reflexão, convecção e radiação no recetor até se obter a energia térmica de saída do recetor (energia térmica no HTF).

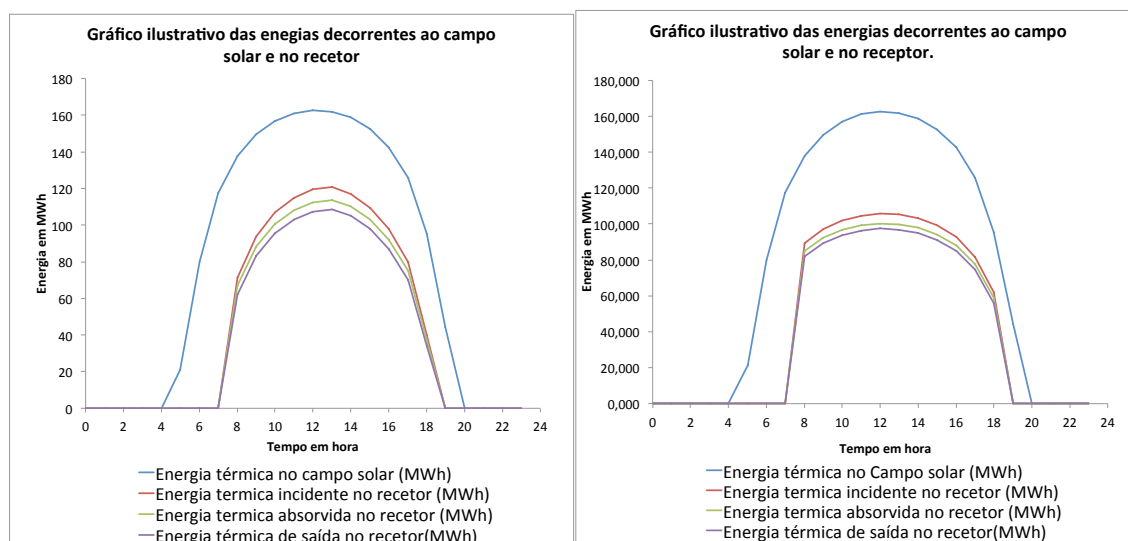


Figura 4.1: Representação da energia térmica no campo solar até à energia térmica de saída no recetor. À esquerda através do modelo SAM e à direita do modelo matemático.

4.1.2 Valores obtidos desde a energia térmica de saída no recetor até a energia térmica para o bloco de potência

A Figura 4.2 apresenta a energia térmica de saída do recetor que é encaminhada para o armazenamento térmico. Também se pode verificar a energia excedentária que é utilizada para o armazenamento. Assim esta figura exhibe a energia térmica que o bloco de potência recebe, sendo que há uma queda de 50% (de 48,544 MWt para 24,272 MWt) desta energia das 23 até às 7 horas (SAM), e das 22 até às 7 horas (modelo matemático), para que o sistema possa funcionar 24 horas por dia conforme as condições de funcionamento do sistema definido no despacho térmico.

A energia excedentária é de 420,35 MWht no SAM e 374,24 MWht no modelo matemático. Esta diferença deve-se ao facto do modelo matemático ter em consideração as perdas térmicas da tubagem sendo que o SAM apenas considera esta perda para o cálculo da energia eléctrica bruta.

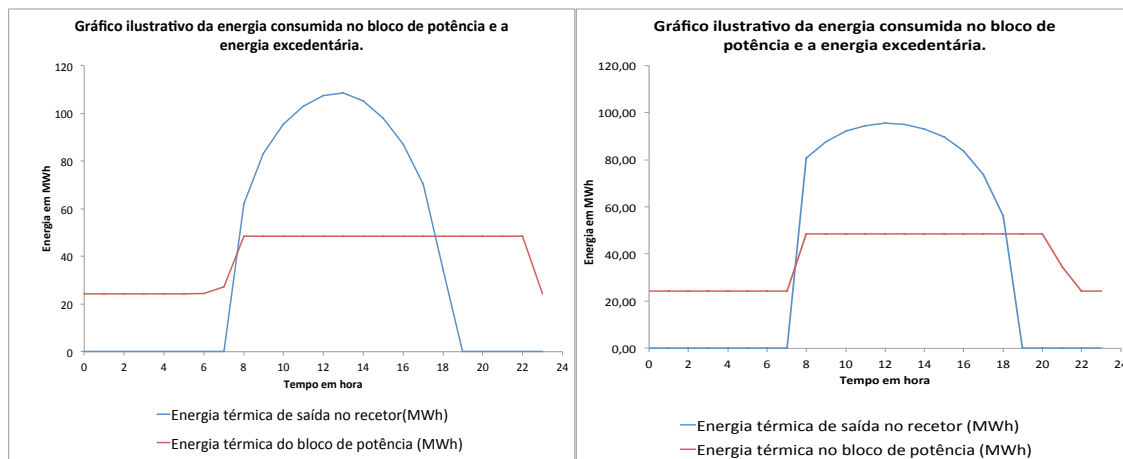


Figura 4.2: Representação da energia térmica de saída no recetor, da energia armazenada (excedente) e da energia térmica para o bloco de potência. À esquerda resultados do SAM e à direita do modelo matemático.

4.1.3 Valores obtidos desde a energia térmica de saída no recetor até à energia eléctrica bruta

Na Figura 4.3. (à esquerda valores obtidos SAM e à direita do modelo matemático) são apresentadas as mesmas energias da Figura 4.2. e a energia eléctrica bruta gerada pelo processo de conversão de energia térmica para energia eléctrica utilizando um rendimento térmico eléctrico de 41,2 %, tendo em consideração o valor padrão adotado pelo SAM.

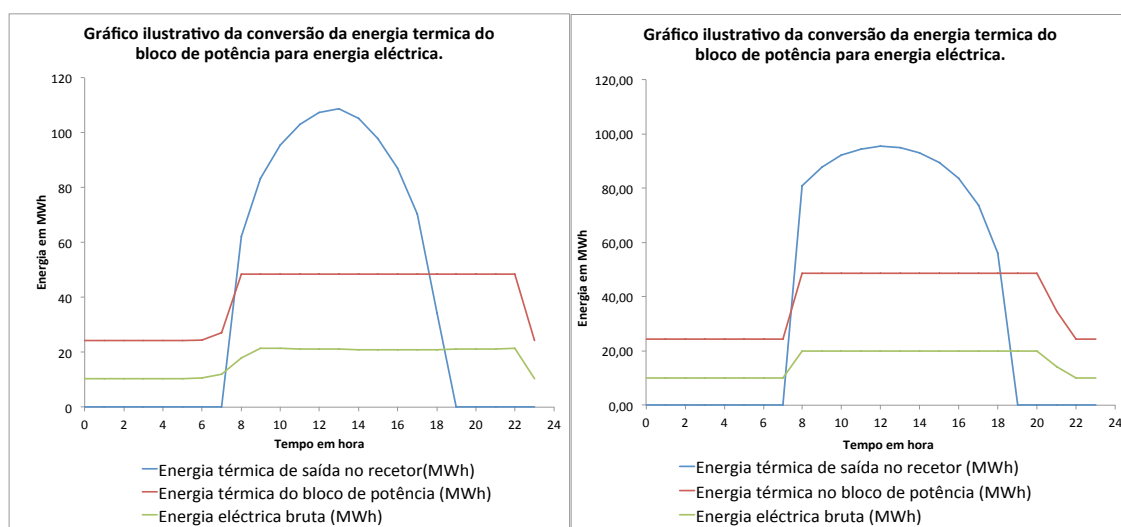


Figura 4.3: Representação da energia térmica de saída no recetor até a energia eléctrica bruta. À esquerda resultados do SAM e à direita do modelo matemático.

4.1.4 Valores obtidos da energia elétrica disponível até à energia elétrica injetada na rede

A Figura 4.4 (como as anteriores tem à esquerda os valores do SAM e à direita os do modelo matemático) apresenta a energia elétrica disponível tendo em conta as perdas elétricas (parasitas) decorrentes do sistema. Exibe, também, a energia elétrica que o sistema injetará na rede elétrica e verifica-se uma certa diferença entre as duas energias (em ambos os modelos, o SAM e o matemático) que se deve ao facto de o sistema injetar apenas 96% da sua energia gerada para a rede elétrica.

Observa-se, similarmente, que no mês de julho o sistema injetará uma potência média na rede elétrica de aproximadamente 17,7 MW (no SAM) e 18,8 MW (no modelo matemático) e isto apenas se verifica no período de DNI (das 8 até às 18 horas), pois nas restantes horas injetará um valor aproximado de 8,8 MW (no SAM) e 9,42 MW (no modelo matemático). Estes valores são bastantes promissores, pois atestam uma boa aproximação do que era expectável no período de DNI de 17,4 MW e 8,7 MW sem DNI.

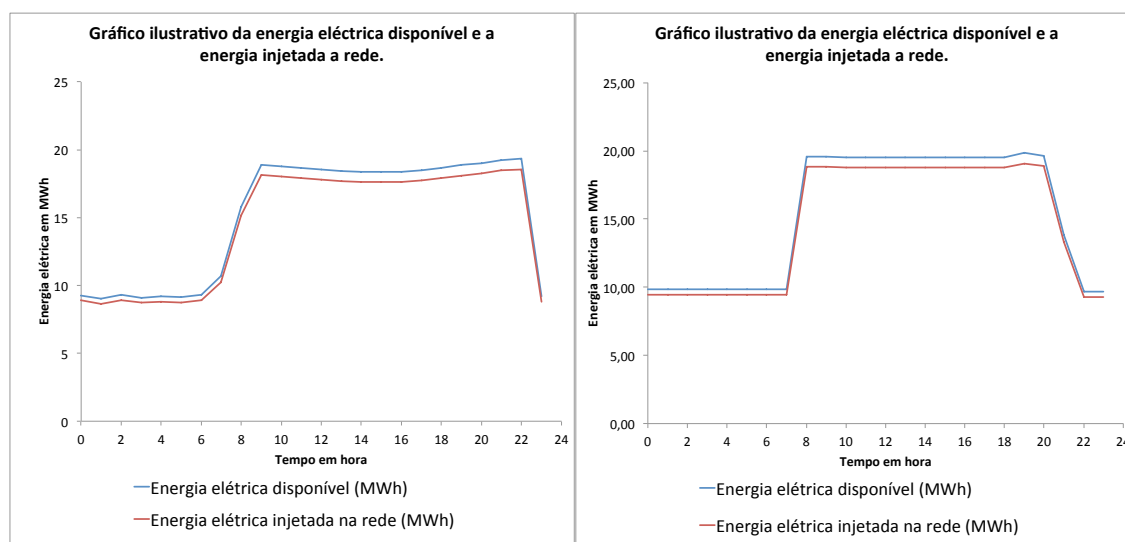


Figura 4.4: Representação da energia elétrica disponível e da energia elétrica injetada na rede. À esquerda dados no SAM e à direita no modelo matemático.

4.1.5 Dados de um mês com consumo a biomassa (Setembro)

A Figura 4.5 apresenta um pequeno balanço da energia gerada no mês de setembro, de modo a demonstrar o comportamento ou a integração da energia gerada pelo sistema de *back-up* a biomassa com *pellets* com a energia gerada pelo sistema solar. Pode-se verificar nesta figura a energia de saída no recetor com 682,89 MWht, a energia armazenada (excedente) de 246 MWht, a energia consumida do armazenamento no período de em que não há DNI e a energia do *back-up* a biomassa *pellets* de 163,77 MWht. Sublinhe-se que a biomassa só entra em funcionamento da 1 hora (am) até às 9 horas (am) e que este funcionamento da biomassa cobre apenas 50% da potência do sistema, conforme

as condições de funcionamento exigidas no despacho térmico, cobrindo, assim, 24 horas de funcionamento por dia.

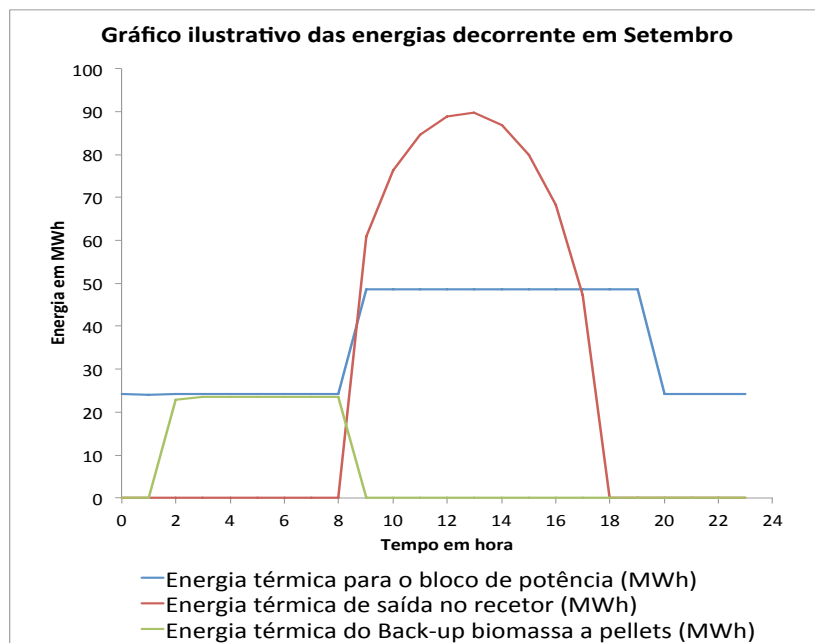


Figura 4.5: Produção de energia com back-up a biomassa no mês de Setembro (SAM).

4.2 Resultado anual do sistema com back-up biomassa a pellets e as perdas decorrentes

A Figura 4.6 permite ter-se uma noção do processo de conversão da energia no sentido geral do sistema e das perdas que ocorrem. Esta figura apresenta a energia térmica total que incide no campo solar até à energia elétrica injetada na rede.

A energia térmica anual total incidente no campo solar é de 436,28 GWh e no recetor de 225,95 GWh a que corresponde 51,79%. Esta energia é bastante reduzida dado que a energia térmica anual total de saída no recetor é de 210,33 GWh, energia esta que é dirigida para o bloco de potência onde baixa o seu valor de acordo com as perdas. A este valor é adicionada a energia do *back-up a pellets* (caldeira) que resulta numa subida (ganho) de 84 GWh que corresponde 39,94%. Logo, a energia térmica anual total do bloco de potência é de 294,33 GWh e esta energia é então convertida, apesar das perdas, na turbina de 167,21 GWh (56,81%) para a energia elétrica bruta de 127,12 GWh. A energia disponível para ser injetada na rede (tendo em conta as perdas parasitas de 16,95 GWh que corresponde a 13,34%) é de 110,17 GWh.

Assim, pode afirmar-se que o rendimento global do sistema é de 19,57%.

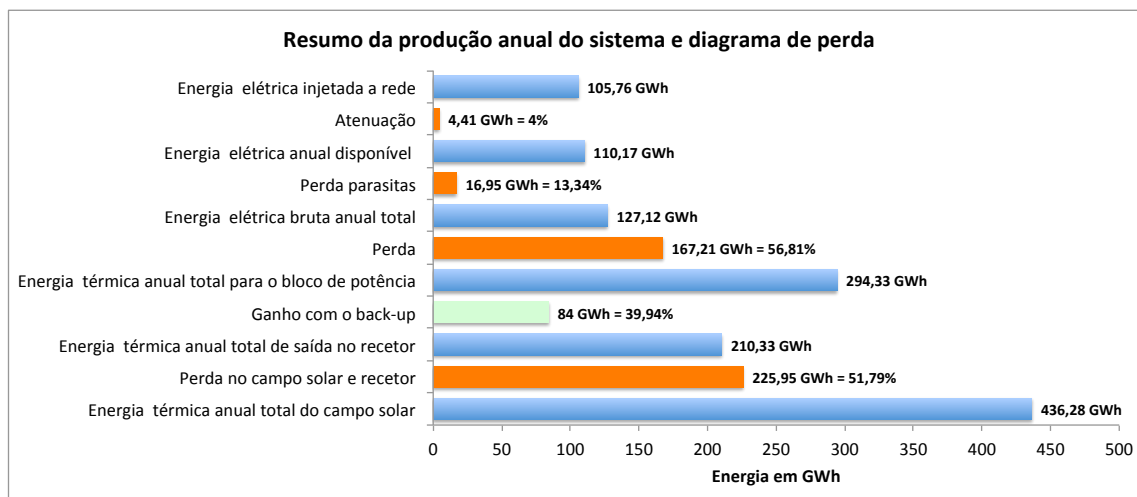


Figura 4.6: Resumo da produção anual do sistema e diagrama de perda.

A energia injetada à rede elétrica é de 96% da energia disponível e, assim, evita-se uma sobrecarga no sistema, dando, então, um valor anual total de 105,76 GWh (energia representada mensalmente na Figura 4.7). A energia injetada na rede varia a cada mês do ano, sendo que no mês de julho injeta-se mais energia na rede, 10,77 GWh. Segue-se o mês de agosto com 10,04 GWh. O mês com menor energia injetada é o mês de janeiro com 7,27 GWh.

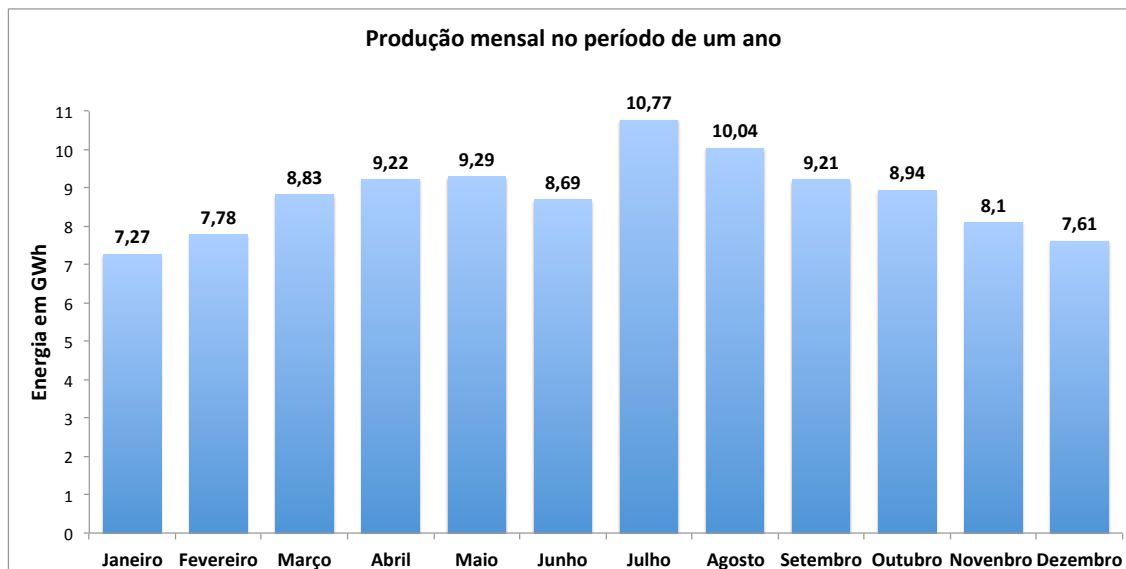


Figura 4.7: Produção de energia/mês.

4.2.1 Resultado do dimensionamento do sistema a pellets (biomassa)

A Figura 4.8 apresenta a quantidade de *pellets* (C.pel) de cada mês (a quantidade surge expressa em toneladas) que o sistema necessita para a produção da energia térmica indispensável para o sistema funcionar na ausência de DNI e de armazenamento.

Nota-se que os meses com maior consumo de biomassa são janeiro e dezembro e nos meses de junho, julho e agosto não se consome biomassa, dado que nestes meses existe DNI suficiente para fazer com que o sistema funcione 24 horas por dia.

A quantidade total de *pellets* por ano que o sistema necessitará será de 24 mil toneladas, o que é inferior à quantidade de *pellets* que as três produtoras selecionadas produzem para exportação, cerca de 180 a 270 mil toneladas de *pellets* por ano. Estes demonstram que apenas uma produtora seria o suficiente para abastecer o sistema.

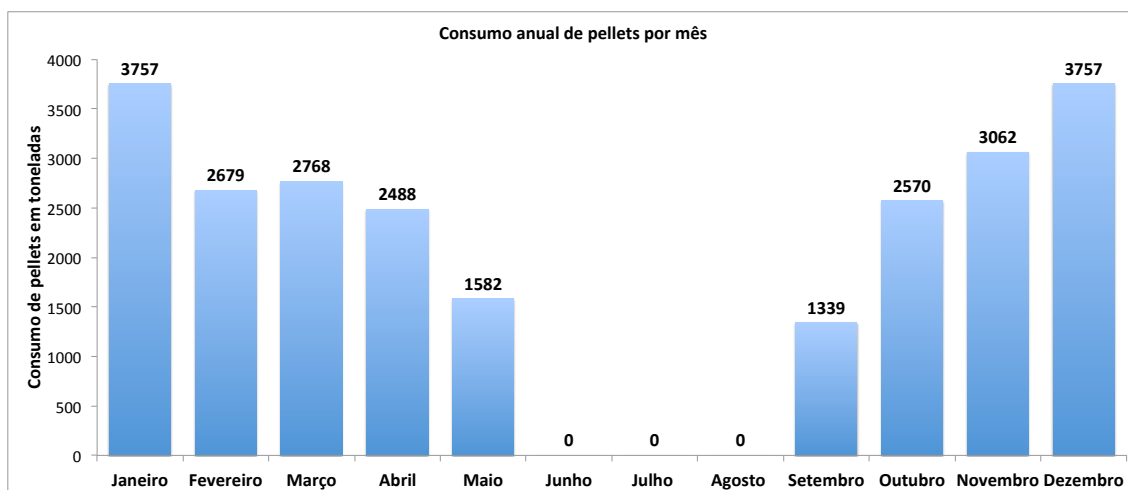


Figura 4.8: Consumo de *pellets*/ano.

4.3 Resultados financeiros do estudo de viabilidade económica

O estudo de viabilidade económica foi efetuado através do cálculo dos custos e dos principais indicadores económicos.

A Tabela 4.1 apresenta os custos diretos do sistema dimensionado, onde se pode verificar que o maior custo é o dos helióstatos. Verifica-se, ainda, pela análise desta tabela que o custo direto total, CDT, representa um valor elevado, o que dificulta que o sistema se torne rentável.

Tabela 4.1: Custos diretos associados à CSP de torre.

Componente	Custos (€)
Preparação do local	2.504.605,6
Helióstatos	28.385.530,2
Balanço da central	6.213.900
Bloco de potência	12.304.800
Armazenamento	12.798.403,2
Caldeira a <i>pellets</i>	9.587.160
Custo total da torre	11.199.104,9
Custo total do recetor	19.457.086,8
Contingência	8.788.488,62
Custo direto total, CDT	119.252.132,1

Em termos dos custos indiretos totais, CIT, a Tabela 4.2 apresenta todos os custos associados. Verifica-se de forma clara que os CIT apresentam um valor bastante reduzido em comparação com os CDT.

Tabela 4.2: Custos indiretos associados à CSP de torre.

Elemento	Custos (€)
EPC e custos do proprietário	13.117.734,53
Total de custos fixos	1.375.935
Imposto de vendas totais	4.770.085,28
Custo indireto total (CIT)	19.263.754,81

Na parte esquerda da Figura 4.9 encontra-se exposto de forma mais clara a diferença entre os vários custos diretos em percentagem. Verifica-se que os helióstatos representam 24% do CDT. Na parte direita desta figura tem-se em percentagem os diferentes custos associados aos CIT, onde se infere que o maior custo é o do EPC e os custos do proprietário no total de 68%.

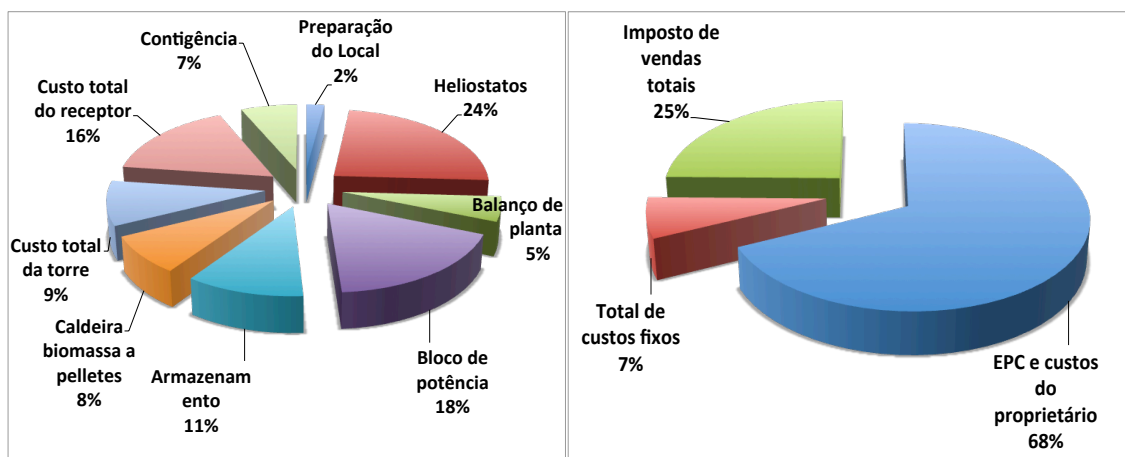


Figura 4.9: À esquerda: diferença (%) dos CDT. À direita: diferença (%) dos CIT

A Tabela 4.3 discrimina o custo total da instalação, o custo total da instalação por capacidade e o custo total do sistema.

Tabela 4.3: Custo total do CSP de torre.

Custo total do CSP de torre	
Custo total da instalação	138.515.886,87 €
Custo total da instalação por capacidade	7.960,68 €/kW

4.3.1 Indicadores económicos (modelo matemático)

Apresentam-se na Tabela 4.4 os valores dos indicadores económicos calculados no sistema com e sem biomassa. Os indicadores económicos são: o valor atualizado líquido, VAL; a taxa interna de rentabilidade, TIR, e o período de retorno do investimento, PRI.

O estudo do sistema com biomassa apresenta um VAL negativo, logo o projeto não é rentável.

O estudo do sistema sem biomassa com um investimento de 126.718.886,49 € (custo total do sistema) apresenta igualmente um VAL negativo sendo, neste caso, também, um projeto não rentável.

Tabela 4.4: Indicadores económicos.

Indicadores económicos com biomassa	Valores
VAL	-12.282.540,28 €
TIR	4,17 %
PRI	Não avaliado
Indicadores económicos sem biomassa	Valores
VAL	-4.486.937,14 €
TIR	7,04 %
PRI	Não avaliado

Concluiu-se, assim, que o sistema CSP de torre com 20 MWe de potência bruta a uma tarifa bonifica e ao preço da energia aplicado em Portugal não é economicamente rentável.

4.4 Comparação dos resultados

4.4.1 Comparação dos resultados do modelo matemático e do SAM

A Tabela 4.5. contém uma comparação dos valores obtidos no modelo matemático e no SAM para o mês típico de julho.

Esta comparação tem como objetivo demonstrar a fiabilidade dos valores obtidos pelo modelo matemático (verifica-se, assim, uma aplicação das equações e conceitos expostos no estado da arte deste trabalho).

Nota-se uma diferença de 29,21 MWh na energia térmica incidente no recetor, sendo maior no SAM. Tal acontece porque o rendimento ótico de 65% aplicado no modelo matemático é considerado constante e no SAM o rendimento ótico varia por hora (sendo este procedimento o mais correto), o que implica que esta diferença se faça sentir nos outros parâmetros analisados.

No caso da energia térmica absorvida no recetor esta atingiu uma diferença de 17 MWh, tendo como contributo para esta diferença a perda térmica por reflexão, sendo que no modelo matemático é aplicado 5% e no SAM é aplicado 6%.

A diferença da energia térmica de saída no recetor de 3,73 MWh é o resultado das diferenças antecedentes e das perdas térmicas por convecção e radiação.

A diferença de 41,35 MWh constatada na energia térmica fornecida ao bloco de potência é maior no SAM e isto deve-se às diferenças anteriormente apontadas e, porque no modelo matemático são descontadas as perdas térmicas no sistema da tubagem de

29,083 MWht. No caso do SAM as perdas da tubagem só são descontadas da energia elétrica bruta para a energia elétrica disponível. Esta diferença alastra-se para a diferença na energia elétrica bruta em 35 MWh.

Relativamente à energia disponível no sistema e à energia elétrica injetada na rede elétrica atesta-se que existe uma diferença entre o modelo matemático e o SAM de aproximadamente 4,62 MWe. Isto deve-se aos erros antecedentes e aos valores usados nas perdas elétricas dos helióstatos, ao consumo da central, às bombas no recetor e ao ciclo de potência. Alguns destes valores são variáveis hora a hora no SAM e constantes no modelo matemático.

Através destas comparações é possível concluir que as diferenças são baixas e permitem aferir da viabilidade técnica do modelo matemático.

Tabela 4.5: Comparação dos parâmetros de saída do modelo matemático e do SAM.

Parâmetros	Modelo Matemático	SAM	Diferença
Energia térmica do campo solar (MWht)	1868,18	1868,18	0
Energia térmica incidente no recetor (MWht)	1043,44	1072,65	29,21
Energia térmica absorvida pelo recetor (MWht)	991,27	1008,29	17
Energia térmica de saída no recetor (MWht)	941,91	954,33	12,42
Energia térmica para o bloco de potência (MWht)	908,23	949,58	41,35
Energia elétrica bruta (MWhe)	374,19	409,2	35
Energia elétrica disponível (MWhe)	366,57	361,74	4,83
Energia elétrica injetada à rede (MWhe)	351,9	347,28	4,62

4.4.2 Comparação dos resultados do SAM (CTP20) com os valores da Gemasolar

Os dados da Gemasolar são extraídos de [58], que é uma simulação feita pelo NREL e executada no *System Advisor Model* (SAM). Para comprovar a veracidade destes valores executados pelo NREL relativamente à Gemasolar foi necessário comparar alguns valores reais da central Gemasolar extraídos de [2]. Desta comparação é possível aferir que apenas se encontram pequenas diferenças em alguns parâmetros. Este facto com-

prova, assim, a exatidão destes valores que serão usados para comparar com a central termo solar de Portugal com 20 MWe (CTP20).

A comparação dos valores da CTP20 e da Gemasolar encontram-se expostos na Tabela 4.6 e na Tabela 4.7, separadas por blocos, como: localização, helióstato campo solar, sistema de armazenamento, torre e recetor, bloco de potência e parâmetros económicos.

De acordo com a localização, as duas centrais encontram-se em localidades diferentes e a tecnologia a usar possui diferenças no recetor e no campo solar, sendo que a CTP20 é de recetor de cavidade, originando um campo norte e a Gemasolar é de recetor externo, originando um campo circular. Estas diferenças de tecnologia do recetor e na localidade resultaram em diferentes valores nos blocos seguintes.

No bloco helióstato e campo solar nota-se uma pequena diferença de DNI, sendo maior na CTP20, resultado da diferença de localidade. Verifica-se que a área de reflexão de campo solar é maior na Gemasolar, porque o número de helióstatos que agrupa o campo é maior e os helióstatos têm uma área superior à da CTP20. Isto deve-se ao facto de a Gemasolar ter mais horas de armazenamento e maior multiplicador solar.

No bloco da torre e recetor verifica-se que a potência térmica do recetor Gemasolar é maior, porque é aplicado um maior multiplicador solar, M_s , de 2,5 e na CTP20 foi aplicado o M_s no valor de 2,4, sendo que a potência térmica no recetor é calculada pela seguinte equação:

$$P_{ter.rec} = M_s \times P_{ter.blo}. \quad (4.1)$$

A Gemasolar tem uma torre com maior altura, logo, é maior porque o campo abrange maior número de helióstatos e a distância da torre em relação aos helióstatos é superior, o que obriga ao acréscimo da torre.

Tabela 4.6: Comparação dos parâmetros da CTP20 e da Gemasolar.

Parâmetros de comparação	CTP20 (Simulado)	Gemasolar
Localização		
País	Portugal	Espanha
Cidade	Alentejo	Sevilha
Latitude/Longitude	38,165 / -7,195	37,42 / -5,9
Ano de projeto	2015	2009
Tecnologia	Campo norte	Campo circular
Helióstato e Campo solar		
DNI (kWh/m^2)	2319,4	2089,7
Área do helióstato (m^2)	91	115,246
Número de helióstatos	2067	2650
Multiplicador solar	2,4	2,5
Área de reflexão do campo solar (m^2)	188.097	305.401,1
Área total do campo (acres)	155	438
Torre e recetor		
Altura da torre (m)	127,11	140
Potência térmica do recetor (MWt)	116,505	120,752

No bloco do sistema de armazenamento o tipo de armazenamento e o HTF são iguais, mas com volumes diferentes, sendo maior na Gemasolar. Tal se deve ao facto de a Gemasolar possuir mais horas de armazenamento.

O fator de capacidade é superior na Gemasolar uma vez que a produção efetiva do sistema é maior.

No bloco dos parâmetros económicos verifica-se que a Gemasolar tem um maior custo total de instalação, o que é natural dado a Gemasolar tem maior área de reflexão do campo solar (com maior número de helióstatos) e maior volume de armazenamento, o que resulta em custos superiores nos equipamentos.

No entanto, face a esta análise comparativa pode-se notar que os valores não variam muito, ou seja, as poucas diferenças que existem são esperadas dadas as diferenças nos equipamentos do campo solar, o que permite concluir que o dimensionamento da

CTP20 encontra-se dentro dos parâmetros “aceitáveis” técnicos e económicos de uma central CSP de torre com *back-up* a biomassa.

Tabela 4.7: Comparação dos parâmetros da CTP20 e da Gemasolar.

Parâmetros de comparação	CTP20 (Simulado)	Gemasolar
Sistema de armazenamento		
Tipo de armazenamento	2 tanques	2 tanques
Duração do armazenamento (h)	11	15
Volume de armazenamento (m3)	2389,23	3476,76
HTF	Sal (60-NaNO3 40-KNO3)	
Bloco de potência		
Potência bruta	20	19,9
Eficiência da turbina e do gerador	0,412	0,412
Energia anual (GWh)	105,76	107,34
Fator de capacidade (%)	69,4	70,4
Parâmetros económicos		
Custo total de instalação (€)	138.515.886,87	185.532.138,4

Conclusões e trabalhos futuro

Neste capítulo apresentam-se as conclusões finais da dissertação apoiada nos resultados obtidos através das comparações realizadas e nas análises finais de cada capítulo. Apresentam-se, também, na secção 5.2 propostas de trabalhos futuros.

5.1 Conclusões

Nesta dissertação elaborou-se um estudo da viabilidade técnica e económica de um sistema termo solar com *back-up* a biomassa com *pellets*. Para tal foi efetuada uma análise de todos os elementos principais que constituem o sistema, tais como os helióstatos que constituem o campo solar, a torre, o tanque de armazenamento, o bloco de potência e o sistema *back-up* a biomassa (caldeira a *pellets*). Foi, igualmente, analisada a interligação de todos os elementos de maneira a constituir um sistema que converte a DNI e a biomassa *pellets* em energia elétrica com potência de 20 MW. Este dimensionamento foi feito simultaneamente por um modelo matemático proposto pelo autor deste trabalho e pelo *software* já existente, o SAM para um local no Alentejo.

Os dados de radiação solar para os dois modelos foram retirados do PVGIS, sendo que para o SAM criou-se uma base de dados para um ano e para o modelo matemático usou-se apenas a DNI do mês de julho.

O dimensionamento efetuado pelo modelo matemático e pelo SAM, desde a energia incidente no campo solar até à energia injetada na rede elétrica, apresentam semelhanças. Também se realizou uma comparação dos valores obtidos no SAM e no modelo matemático e comprovou-se que o modelo matemático encontra-se bem elaborado pelo facto de apresentar apenas pequenas diferenças, indicador de uma comprovação das equações e conteúdos descritos no estado da arte da presente dissertação.

Os valores anuais foram todos gerados no SAM, o que demonstra um certo balanço de energia, entrando, assim, no sistema cerca de $DNI = 2319,4 \text{ kWh/m}^2$ e 24 mil toneladas de *pellets* por ano, sendo estes convertidos para 105,76 GWh por ano, com fator de capacidade de 69,4 %, sendo que, com as perdas decorrente no sistema este apresenta um rendimento global de 19,57%. Tal se deve à adição das *pellets*, caso contrário daria um valor menor, 16,99%. Contudo, para comprovar estes valores foi necessário comparar com os valores reais da Gemasolar (obtidos a partir de uma simulação feita ao laboratório de energias renováveis nos E.U.A), onde se aferiu que as diferenças apresentadas são baixas. Estes factos demonstram a fiabilidade dos valores obtidos no dimensionamento e que o sistema se encontra aceitável dentro dos parâmetros técnicos.

Em relação ao estudo económico verifica-se que, em termos dos elementos do sistema, os helióstatos apresentam o maior custo, o que incentiva na redução do custo deste elemento para que o sistema se torne mais viável. Comprova-se, também, que o custo total do sistema de 138.515.886,87 € é aceitável, de acordo com a comparação do SAM e da Gemasolar.

Em termos dos indicadores económicos demonstra-se que se a energia gerada for vendida a uma tarifa bonificada segundo o Decreto-Lei nº 225/2007 ($T_b=0,22114 \text{ €/kWh}$) e a um preço do mercado de 0,04764 €, o sistema não é economicamente viável, uma vez que o valor atualizado líquido é negativo ($VAL=-12.282.540,28 \text{ €}$). Isto acontece com e sem adição da biomassa.

Demonstra-se, então, que o sistema termo solar *back-up* biomassa a *pellets* de 20 MW em Portugal na região do Alentejo não é viável em termos económicos.

5.2 Trabalho futuro

Após a realização desta dissertação é possível apontar como potenciais trabalhos futuros a necessidade de efetuar um estudo mais específico no caso das perdas decorrentes ao campo solar, um estudo relativo à manutenção das centrais CSP e um estudo (dimensionamento) mais aprofundado aplicado às caldeiras a *pellets* de alta potência (25 MWt) admitindo todos os tamanhos de **pellets** possíveis no mercado Português.

Resumidamente, algumas das linhas de trabalhos futuros podem ser as seguintes:

- 1º Estudo de viabilidade técnica e económica de uma central termo solar de geometria variável.
- 2º Estudo e proposta de um método eficaz para a manutenção das centrais CSP.
- 3º Estudo técnico e económico de uma caldeira a biomassa (*pellets*) de 25 MW.

Bibliografia

- [1] R. Paris Secretariat, "Renewables 2015 global status report," 2015. [Online]. Available: http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2015/07/REN12-GSR2015_Onlinebook_low1.pdf.
- [2] "GemSolar plant, torresol energy." [Online]. Available: http://www.torresolenergy.com/EPORTAL_DOCS/GENERAL/SENERV2/D OC-cw4cb709fe34477/GEMASOLARPLANT.pdf.
- [3] "IVANPANH. solar electric generating system." [Online]. Available: <http://www.ivanpahsolar.com>.
- [4] A. Miller and B. Lumby, *Utility Scale Solar Power Plants: A Guide For Developers and Investors*. International Finance Corporation. 2012.
- [5] "DGE - Direção Geral de Energia e Geologia." [Online]. Available: <http://www.dgeg.pt>.
- [6] T. Stoffel, D. Renné, D. Myers, and S. Wilcox, "CONCENTRATING SOLAR POWER Best Practices Handbook for the Collection and Use of Solar Resource Data," *Contract*, no. September, p. 146, 2010.
- [7] "Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)." [Online]. Available: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>.
- [8] J. F. Mendes and J. P. Cardoso, "Energia Solar termica," 2010.
- [9] R. Aringhoff, G. Brakmann, E. S. T. P. I. Association, and Others, "Solar Thermal Power 2020: Exploiting the Heat From the Sun to Combat Climate Change," *Greenpeace Int.*, 2013.
- [10] R. Thundil Karuppa Raj, T. Srinivas, M. Natarajan, K. Arun Kumar, A. Chengappa, and A. Deoras, "Experimental and numerical analysis using CFD technique of the performance of the absorber tube of a solar parabolic trough collector with and without insertion," *2013 Int. Conf. Energy Effic. Technol. Sustain. ICEETS 2013*, pp. 550–556, 2013.
- [11] J. Bjorn, H. Abraham, H. S. Víctor, L. M. Gonzalo, S. P. Manuel, S. G. Silvia, P. H. Guadalupe, and J. C. María, "Estudio Sectorial. Vigilancia Tecnológica. Electricidad Termosolar."
- [12] M. Li and J. Dong, "Modeling and simulation of solar Dish-Stirling systems," *Asia-Pacific Power Energy Eng. Conf. APPEEC*, 2012.

- [13] S. Boudaoud, A. Khellaf, and K. Mohammedi, "Solar Tower Plant Implementation in Northern Algeria : Technico Economic Assessment," *Model. Simul. Appl. Optim. (ICMSAO), 2013 5th Int. Conf.*, pp. 1–6, 2013.
- [14] M. J. Wagner, *Simulation and predictive performance modeling of utility-scale central receiver system power plants*. University of Wisconsin--Madison, 2008.
- [15] S. Boudaoud, A. Khellaf, K. Mohammedi, and O. Behar, "Thermal performance prediction and sensitivity analysis for future deployment of molten salt cavity receiver solar power plants in Algeria," *Energy Convers. Manag.*, vol. 89, no. 02, pp. 655–664, 2015.
- [16] "Abeinsa. Solar plants. PS20." [Online]. Available: http://www.abeinsa.com/web/en/nuestras_actividades/ingenieria_y_construccion/energia_/solar/proyectos_plantas_solares/PS20.html.
- [17] T. R. Mancini, "Catalog of Solar Heliostats," no. Iii, p. 35, 2000.
- [18] O. Aliman and I. Daut, "Rotation-Elevation of Sun Tracking Mode to Gain High Concentration Solar Energy," *Power Eng. Energy Electr. Drives, 2007. POWERENG 2007. Int. Conf.*, pp. 551–555, 2007.
- [19] W. B. S. M. Geyer, "Power from the Sun," 2001. [Online]. Available: <http://www.powerfromthesun.net/book.html>.
- [20] J. H. Martín, "Diseño y análisis de una planta termosolar de torre central con configuraciones de único o doble receptor operando con sales fundidas," 2012.
- [21] P. K. Falcone, *A handbook for solar central receiver design*. Sandia National Labs., Livermore, CA (USA), 1986.
- [22] B. L. Kistler, "A user's manual for DELSOL3: A computer code for calculating the optical performance and optimal system design for solar thermal central receiver plants," *Other Inf. Portions this Doc. are illegible Microfich. Prod. Orig. copy available until Stock is exhausted. Incl. 5 sheets 48x Reduct. Microfich.*, p. Medium: X; Size: Pages: 231, 1986.
- [23] C. J. Noone, M. Torrilhon, and A. Mitsos, "Heliostat field optimization: A new computationally efficient model and biomimetic layout," *Sol. Energy*, vol. 86, no. 2, pp. 792–803, 2012.
- [24] J. Fang, J. Wei, X. Dong, and Y. Wang, "A calculation method for evaluating thermal loss of solar cavity receiver," *Asia-Pacific Power Energy Eng. Conf. APPEEC*, pp. 1–5, 2009.
- [25] "Steel&tube Stronger in Everyway. Users Guide Stainless Steel." [Online]. Available: http://steelandtube.co.nz/sites/steelandtube.co.nz/files/publications/S%26T_Stainless_Pocket_Guide_bm2.pdf.
- [26] Q. Yu, Z. Wang, and E. Xu, "Simulation and analysis of the central cavity receiver's performance of solar thermal power tower plant," *Sol. Energy*, vol. 86, no. 1, pp. 164–174, 2012.

- [27] X. Li, W. Kong, Z. Wang, C. Chang, and F. Bai, "Thermal model and thermodynamic performance of molten salt cavity receiver," *Renew. Energy*, vol. 35, no. 5, pp. 981–988, 2010.
- [28] Z. Chang, X. Li, C. Xu, C. Chang, and Z. Wang, "Numerical simulation on the thermal performance of a solar molten salt cavity receiver," *Renew. Energy*, vol. 69, pp. 324–335, 2014.
- [29] Q. Zhang, X. Li, Z. Wang, C. Chang, and H. Liu, "Experimental and theoretical analysis of a dynamic test method for molten salt cavity receiver," *Renew. Energy*, vol. 50, pp. 214–221, 2013.
- [30] "SAM Help. Concentrating Solar Power, Power Tower Molten Salt." [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/analysis/sam/help/html-php/>.
- [31] B. Z. Alexis, "Solar power tower design basis document," no. July, 2001.
- [32] N. Blair, A. P. Dobos, J. Freeman, T. Neises, M. Wagner, T. Ferguson, P. Gilman, and S. Janzou, "System advisor model, sam 2014.1. 14: General description," *NREL Rep. No. TP-6A20-61019, Natl. Renew. Energy Lab. Golden, CO*, no. February, p. 13, 2014.
- [33] "Sustainable energy." [Online]. Available: <http://energia-sustentable.org/energias-sustentables/energia-solar/el-futuro-del-almacenamiento-energetico-en-centrales-csp/>.
- [34] "Turbinas de vapor industriales Siemens." [Online]. Available: http://www.energy.siemens.com/br/pool/hq/power-generation/steam-turbines/downloads/E50001-W410-A101-V3-7800_ST_Broschuere_SP_LR.pdf.
- [35] R. M. G. Castro, "Energias Renováveis e Produção Descentralizada. Introdução a cogeração," vol. 2009, 2009.
- [36] "Feedwater Heaters." [Online]. Available: http://spxheattransfer.com/uploads/documents/Yuba_Feedwater_Heaters.pdf.
- [37] E. Monteiro, V. Mantha, and A. Rouboa, "Portuguese pellets market: Analysis of the production and utilization constraints," *Energy Policy*, vol. 42, pp. 129–135, 2012.
- [38] E. Monteiro, V. Mantha, and A. Rouboa, "The feasibility of biomass pellets production in Portugal," *Energy Sources, Part B Econ. Plan. Policy*, vol. 8, no. 1, pp. 28–34, 2012.
- [39] "Biodensa. Energia Biológica." [Online]. Available: <http://biodensa.pt/>.
- [40] "REVISTA DA MADEIRA - EDIÇÃO Nº137 - OUTUBRO DE 2013." [Online]. Available: http://www.remade.com.br/br/revistadamadeira_materia.php?num=1712&subject=Pellets&title=Demanda de pellets e biomassa no mercado europeu.

- [41] C. M. T. Johnston and G. C. van Kooten, "Economics of co-firing coal and biomass: An application to Western Canada," *Energy Econ.*, vol. 48, pp. 7–17, 2015.
- [42] "ANPEB - Associação Nacional de Pellets | Pellets Industriais." [Online]. Available: <http://www.anpeb.pt/#!/pellets-industriais/c1gu>.
- [43] "LES AWIRS POWER PLANT, UNIT 4." [Online]. Available: <http://www.aebiom.org/wp-content/uploads/file/Events/Electrabel GDF Suez.pdf>.
- [44] "Unidades de produção de pellets." [Online]. Available: <https://www.google.com/maps/d/u/1/viewer?oe=UTF8&ie=UTF8&msa=0&mid=z51sWFilpxAE.kDjsIx8nBZmA&authuser=1>.
- [45] "Enermontijo. Enerpar." [Online]. Available: <http://www.enerpar.pt/enermontijo>.
- [46] "Gesfinu. Pellets Power 2." [Online]. Available: <http://www.gesfinu.com/index.php?cat=11&item=26&PHPSESSID=63374f691d01632659552211530e88ec>.
- [47] "Glowood." [Online]. Available: <http://www.glowood.org/>.
- [48] S. Vrána and B. Sulc, "Harmonie excitation based autotuning: Autotuning usable for controlling biomass combustion processes," *Control Autom. Robot. Vis. (ICARCV), 2010 11th Int. Conf. on, Dec 2010*, no. December, 2010.
- [49] C. S. Turchi and G. a Heath, "Molten Salt Power Tower Cost Model for the System Advisor Model (SAM)," no. February, pp. 1–53, 2013.
- [50] G. Kolb, C. Ho, T. Mancini, and J. Gary, "Power tower technology roadmap and cost reduction plan," *SAND2011-2419, Sandia ...*, no. April, p. 38, 2011.
- [51] A. G. Mota and C. Custódio, *Finanças da Empresa-manual de informação, análise e decisão financeira para executivos.*, 7th ed. 2012.
- [52] "System Advisor Model (SAM) 1." [Online]. Available: <https://sam.nrel.gov/>.
- [53] "NSRDB. 1991-2005 update: : TMY3." [Online]. Available: http://rredc.nrel.gov/solar/old_data/nsrdb/1991-2005/tmy3/.
- [54] "EnergyPlus Energy Simulation Software: Weather Data." [Online]. Available: http://apps1.eere.energy.gov/buildings/energyplus/weatherdata_about.cfm?CFID=2866091&CFTOKEN=d77630e5cea8fe35-CA3FCA46-CCB8-1E6D-7DA59D0580286A32&jsessionid=57F61B9198C1EF6D9C81D03710CF786B.eere.
- [55] "REN. Capacidades indicativas de interligação para fins comerciais para o ano 2015." [Online]. Available: <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/Interlig/Previsao/BibRelAno/Cap2015.pdf>.

- [56] "Tecnología de Torre. Ciencia & Cemento." [Online]. Available: <http://wp.cienciaycimento.com/tag/tecnologia-de-torre/>.
- [57] "TABELAS PROPRIEDADES TERMODINAMICAS DE GASES.pdf." [Online]. Available: <https://pt.scribd.com/doc/217665251/TABELAS-PROPRIEDADES-TERMODINAMICAS-DE-GASES-pdf>.
- [58] "System Advisor Model (SAM). Concentrating Solar Power Systems. Gemasolar molten salt power tower system in Fuentes de Andalucia, Spain." [Online]. Available: <https://sam.nrel.gov/case-studies>.
- [59] "APREN." [Online]. Available: <http://www.apren.pt/pt/>.
- [60] "OMIE." [Online]. Available: <http://www.omie.es/inicio>.
- [61] "Energias Renováveis: preço dos pellets." [Online]. Available: <http://decorfogo.blogspot.pt/2011/04/preco-dos-pellets.html>.

Anexos

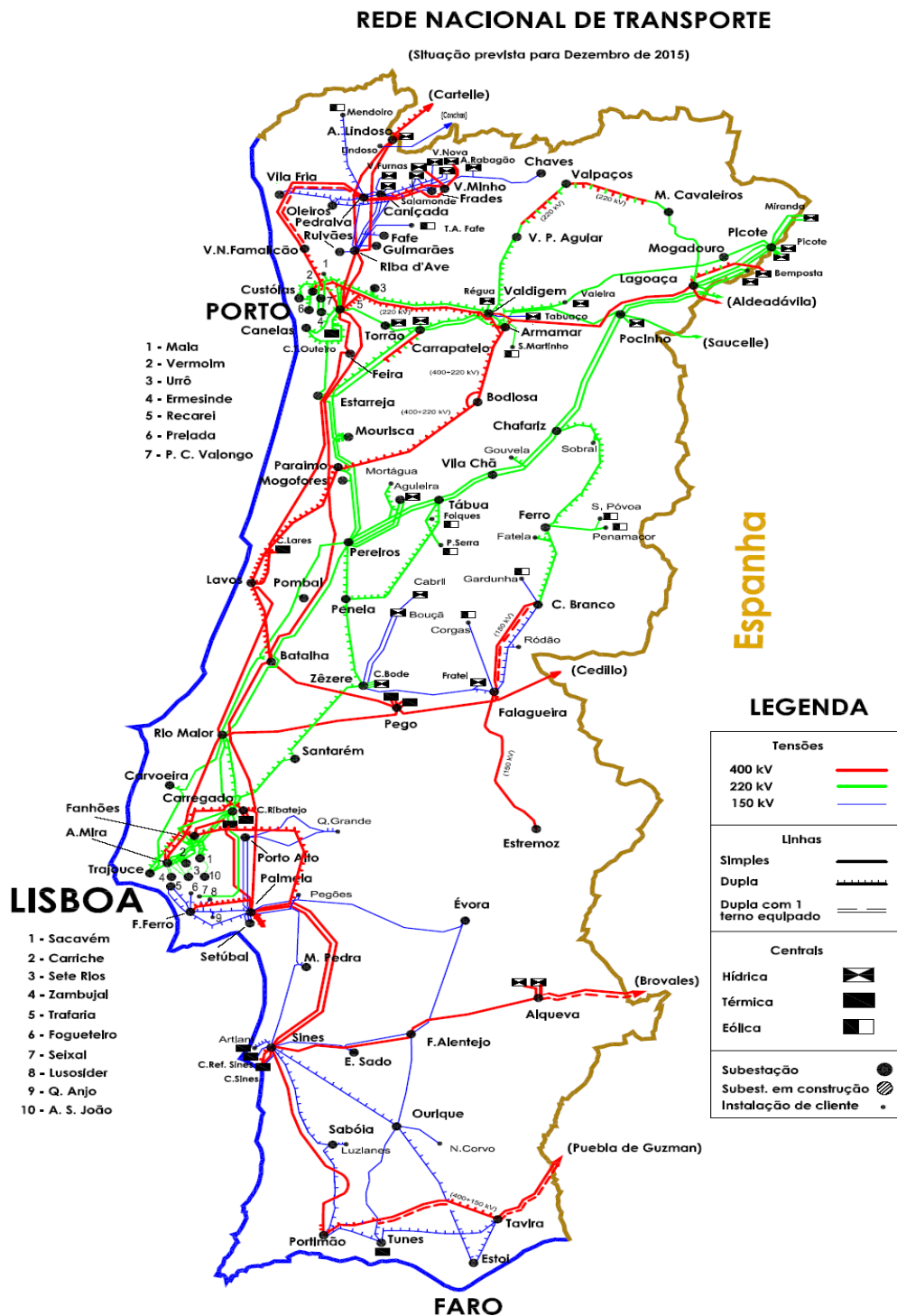
Anexo A

Produtores de pellets em Portugal

Ordem	Produtores	Quantidades (Toneladas/ano)	Sites
1	Melpelletes	5000	http://www.melpelletes.com
2	Stellep	10000-50000	http://www.stellep.pt
3	Fourpellets	5000	http://www.fourpellets.com
4	Thermowall	5000	http://thermowall.pt/pellets.html
5	XPZ	5000	http://www.xpz.pt/pt
6	Castros e filhos	5000	http://www.castroefilhos.pt
7	Biomad	5000	http://biomad.fm.alibaba.com
8	Biodensa	10000-20000	http://biodensa.pt
9	Vimasol Pelletes	5000-10000	http://pellets.vimasol.pt/s/51
10	Tecpellets	100000	http://www.tecpellets.pt
11	Junglepower	50000-100000	
12	Briquetes Raro	10000-50000	
13	YGE		
14	Nicepellets		http://www.nicepellets.com
15	Pellets Power	100000	
16	Pinewells.Lda	100000	http://www.pinewells.com
17	Nova Lenha	50000-100000	
18	Enerpellets	100000	http://www.enerpellets.pt
19	Palser-Bioenergia e Pa- leles, Lda	10000-50000	http://www.palser.pt
20	Martos e ca	10000-50000	http://martos.pt
21	Pelletsfirst	100000	
22	Enermontijo	50000-100000	http://www.enerpar.pt/enermontijo
23	Pellets Power 2	100000	
24	Glowood	100000-50000	http://www.glowood.org

Anexo B

Previsão de evolução da RNT em 2015 [55]



Anexo C

Dimensionamento do sistema pelo modelo matemático.

Calculo das perdas decorrentes no sistema.

Perda nos heliostatos	
E.inicial de 1 heliostato (kWe)	0,025
E.inicial dos heliostatos (Mwe)	0,05168
E.rastrea. de 1 heliostato (kWe)	0,055
E.rastrea. dos heliostatos (Mwe)	0,11369
Energia consumida na central	
Energia consumida na central (%)	0,55

Perdas térmicas	
Coeficiente de perda nas tubagens (Wt/m)	8000
Tubagem quente no sistema. (m)	0
Multiplicador de tubagem	2,6
Perda térmica na tubagem da torre (MWt)	2,64389
Perda térmica nas tubagens (MWt)	0
Perda térmica da tubagem total (MWt)	2,64389
Perdas térmica no armazenamento (MWt)	0,418
Perdas elétrica nas bombas	
E. Bomba período de DNI	0,23214
E.Bomba período sem DNI	0,04145

Execução dos cálculos efetuados.

A execução dos cálculos foram de acordo aos passos descritos no dimensionamento pelo modelo matemático. Na tabela a baixo, podemos ver que o dimensionamento começa pelos dados da DNI (das 5 horas até as 19 horas) e vai-se convertendo até a energia injetada a rede. Nota-se também que a energia térmica incidida no recetor começa as 8 horas e termina as 18 horas, isto porque a DNI convertida deve ser superior a 500 W/m², segundo as simulações executadas no SAM.

Horas	DNI (W/m ²)	Energia térmica no Campo solar (MWh)	Energia térmica incidente no recetor (MWh)	Energia térmica absorvida no recetor (MWh)	Perdas térmica no recetor (MWh)	Energia térmica de saída no recetor (MWh)	Energia térmica pretendido (MWh)	Perda térmica de tubagem (MWh)
0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	112,42	21,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	424,63	79,87	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	624,50	117,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	732,05	137,70	89,50	85,03	4,23	80,79	48,54	2,64
9	795,86	149,70	97,30	92,44	4,60	87,84	48,54	2,64
10	834,55	156,98	102,03	96,93	4,83	92,11	48,54	2,64
11	856,37	161,08	104,70	99,47	4,95	94,51	48,54	2,64
12	864,50	162,61	105,70	100,41	5,00	95,41	48,54	2,64
13	860,63	161,88	105,22	99,96	4,98	94,98	48,54	2,64
14	843,95	158,74	103,18	98,02	4,88	93,14	48,54	2,64
15	811,65	152,67	99,23	94,27	4,69	89,58	48,54	2,64
16	757,95	142,57	92,67	88,04	4,38	83,65	48,54	2,64
17	668,50	125,74	81,73	77,65	3,87	73,78	48,54	2,64
18	508,37	95,62	62,15	59,05	2,94	56,11	48,54	2,64
19	236,08	44,41	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	9932	1868,18	1043,44	991,27	49,36	941,91	533,98	29,08

Continuação da tabela na ordem horizontal ↓

Perda térmica no armz (MWh)	Energia térmica armazenada "recebida" (MWh)	Energia térmica armazenada "fornecida" (MWh)	Energia térmica no bloco de potência "prevista" (MWh)	Energia térmica no bloco de potência (MWh)	Energia eléctrica bruta (MWh)	Energia eléctrica dos heliostatos (MWh)	Energia eléctrica na carga fixa (MWh)	Energia eléctrica das Bomba (MWh)	Energia eléctrica disponível (MWh)	Energia eléctrica injetada na rede (MWh)
	0,00	48,54	48,54	24,27	10,00		0,11	0,04	9,85	9,45
	0,00	48,54	48,54	24,27	10,00		0,11	0,04	9,85	9,45
	0,00	34,44	34,44	24,27	10,00		0,11	0,04	9,85	9,45
	0,00		0,00	24,27	10,00		0,11	0,04	9,85	9,45
	0,00		0,00	24,27	10,00		0,11	0,04	9,85	9,45
	0,00		0,00	24,27	10,00		0,11	0,04	9,85	9,45
	0,00		0,00	24,27	10,00		0,11	0,04	9,85	9,45
	0,00		0,00	24,27	10,00		0,11	0,04	9,85	9,45
	0,00		0,00	24,27	10,00		0,11	0,04	9,85	9,45
0,42	29,19		48,54	48,54	20,00	0,05	0,11	0,23	19,61	18,82
0,42	36,23		48,54	48,54	20,00	0,05	0,11	0,23	19,61	18,82
0,42	40,50		48,54	48,54	20,00	0,11	0,11	0,23	19,54	18,76
0,42	42,91		48,54	48,54	20,00	0,11	0,11	0,23	19,54	18,76
0,42	43,81		48,54	48,54	20,00	0,11	0,11	0,23	19,54	18,76
0,42	43,38		48,54	48,54	20,00	0,11	0,11	0,23	19,54	18,76
0,42	41,54		48,54	48,54	20,00	0,11	0,11	0,23	19,54	18,76
0,42	37,97		48,54	48,54	20,00	0,11	0,11	0,23	19,54	18,76
0,42	32,05		48,54	48,54	20,00	0,11	0,11	0,23	19,54	18,76
0,42	22,17		48,54	48,54	20,00	0,11	0,11	0,23	19,54	18,76
0,42	4,50		48,54	48,54	20,00	0,11	0,11	0,23	19,54	18,76
	0,00	48,54	48,54	48,54	20,00		0,11	0,04	19,85	19,05
	0,00	48,54	48,54	48,54	20,00		0,11	0,23	19,66	18,87
	0,00	48,54	48,54	34,44	14,19		0,11	0,23	13,85	13,29
	0,00	48,54	48,54	24,27	10,00		0,11	0,23	9,66	9,27
	0,00	48,54	48,54	24,27	10,00		0,11	0,23	9,66	9,27
4,60	374,24	374,24	908,23	908,23	374,19	1,13	2,64	3,86	366,57	351,90

Anexo D

Calculo dos custos totais do sistema.

Sigla	Parâmetros de entrada para CDT	
ACS	Área do campo solar (m2)	188097
ht	Altura da torre (m)	127,11
PB	Potencia bruta (kwe)	20000
CFT	Custos fixos da torre (€)	2663100
exp	Expoente do custo da torre	0,0113
CRR	Custo do receptor de referência (€)	97647000
ARR	Área do receptor de referência (m2)	1571
espR	Expoente escalar do custo do receptor	0,7
CTR	Área do receptor (m2)	156,8
Parmz	Potência de armazenamento (kWht)	533981

Custo directo do capital			
Sigla	Bloco do sistema	Preços (Unidade)	Custos (€)
PL	Preparação do Local	13,32 €/m2	2504605,6
H	Heliostatos	150,91 €/m2	28385530,2
Bpl	Balanço de planta	310,70 €/kWe	6213900,0
BP	Bloco de potência	1065,24 €/kwe	21304800,0
Armz	Armazenamento	23,97 €/kwht	12798403,2
CBP	Caldeira biomassa a pellets	958,72 €/kWe	9587160,0
CTT	Custo total da torre	- €	11199104,9
CTR	Custo total do receptor	- €	19457086,8
Cont.	Contigência	7 %	7801541,3
CDT	Custo directo total (€)		119252132,1

Sigla	Parâmetros de entrada para CIT	
ATT	Área total de terra (acres)	155
Pn	Potência nominal (kWe)	17400
%EPC	% EPC e proprietário de custo directo	0,11
CTA	Custo de terra por acres (€)	8877
TI	Taxa de impostos	0,05
%CD	% de custos directo de venda	0,8

Custo Indirecto do capital		
Sigla	Parâmetros	Custos (€)
EPC	EPC e custos do proprietário	13117734,53
TCF	Total de custos fixos	1375935
IVT	Imposto de vendas totais	4770085,283
CIT	Custol indirecto total	19263754,81

Sigla	Custo total da instalação	
CTI	Custo da instalação (€)	138515886,87
CTI/C	Custo total instalada por capacidade (€/kW)	7960,68

Anexo E

Cálculos do dimensionamento do sistema a pellets

Parâmetros de entrada.

Parâmetros de entrada	
Potência térmica desejada (kW)	24271,84466
Rendimento da caldeira	0,806
PCI das pellets (Kcal)	4060,382

Procedimentos adotados para calcular a quantidade de pellets admitido na caldeira do sistema.

Mês	Horas de funcionamento	Energia das pellets (Kcal)	Quantidade de pellets (toneladas)
Janeiro	589	15253920836	3756,77
Fevereiro	420	10877159170	2678,85
Março	434	11239731143	2768,15
Abril	390	10100219230	2487,50
Maiο	248	6422703510	1581,80
Junho	0	0	0,00
Julho	0	0	0,00
Agosto	0	0	0,00
Setembro	210	5438579585	1339,43
Outubro	403	10436893204	2570,42
Novembro	480	12431039052	3061,54
Dezembro	589	15253920836	3756,77
Total	3763	97454166566	24001,23

Anexo F

Representação dos blocos da simulação executada no SAM.

1º Execução dos parâmetros da localidade e recursos climáticos.

My project

Select Technology and Market... CSP Molten Salt Power Tower, Independent Power Producer

Location and Resource
Location: Amareleja, PA
Lat: 38.2 Long: -7.2 Elev: 71.0 m

Heliostat Field
Heliostats: 2067
Mirror Area: 188,097 m2

Tower and Receiver
Tower Height: 127.11 m

Power Cycle
Nameplate: 17 MWe

Thermal Storage
TES Hours: 11

Parasitics

Performance Adjustment
Percent of annual output: 96 %
Year-to-year decline: 1 % per year

Tower System Costs
Total Installed: \$ 155,901,172
Est. per Capacity (\$/kW): \$ 8,960

Financing
Analysis: 25 years
Solution mode: Specify PPA Price

Incentives
Fed. ITC
No cash incentives

Depreciation
5-yr MACRS (Federal)
5-yr MACRS (State)

Exchange Variables
(For Excel Exchange and custom TRNSYS only.)

Choose Weather Data File
Type a few letters of the location name:
Download weather file...
/Users/Alves/Desktop/TESE 1/CTSA/CTSA.csv
/Users/Alves/Desktop/TESE 1/Portugal Vila alentejana da Amareleja/Portugal Vi
/Users/Alves/Desktop/TESE 1/CTSA-20/CTSA-20.csv
Folder settings...
Refresh list
Copy to project
Remove from project
Create TMY3 file

Click a file in the list to choose a file from the NREL NSRDB TMY2 dataset, or click Download Weather File to enter an address and download a weather file from the NREL Solar Prospector database. A blue highlight indicates the weather file SAM uses for simulations. SAM lists files in the default weather folder and in any folders you specify in Folder Settings. The prefix "SAM/" indicates a file from the default folder. To embed weather data in your .zsam file for sharing with other people, click Copy to Project: SAM indicates the embedded weather file in the list with the prefix "USER/". See Help for details.

Location Information
City Amareleja Time Zone GMT 0 Latitude 38.165 deg
State PA Elevation 71 m Longitude -7.195 deg

Weather Data Information (Annual)
Direct Normal 2319.4 kWh/m2 Dry-bulb Temp 15.8 °C
Global Horizontal 1705.0 kWh/m2 Wind Speed 4.4 m/s
View hourly data...

Web Links
SAM reads weather files in the TMY3, TMY2, EPW, and SMW file formats. The default weather folder contains copies of the complete NREL NSRDB TMY2 dataset. You can use the links below to visit websites with other weather files. If you download files from the web, click Folder Settings to choose folders where SAM can find your downloaded weather files. See Help for details.
[Best weather data for the U.S. \(1200+ locations in TMY3 format\)](#)
[Best weather data for international locations \(in EPW format\)](#)

2º Execução dos parâmetros do heliostato e campo solar.

My project

Select Technology and Market... CSP Molten Salt Power Tower, Independent Power Producer

Location and Resource
Location: Amareleja, PA
Lat: 38.2 Long: -7.2 Elev: 71.0 m

Heliostat Field
Heliostats: 2067
Mirror Area: 188,097 m2

Tower and Receiver
Tower Height: 127.11 m

Power Cycle
Nameplate: 17 MWe

Thermal Storage
TES Hours: 11

Parasitics

Performance Adjustment
Percent of annual output: 96 %
Year-to-year decline: 1 % per year

Tower System Costs
Total Installed: \$ 155,901,172
Est. per Capacity (\$/kW): \$ 8,960

Financing
Analysis: 25 years
Solution mode: Specify PPA Price

Incentives
Fed. ITC
No cash incentives

Depreciation
5-yr MACRS (Federal)
5-yr MACRS (State)

Exchange Variables
(For Excel Exchange and custom TRNSYS only.)

Heliostat Properties
Heliostat Width 9.67 m
Heliostat Height 9.57 m
Ratio of Reflective Area to Profile 0.983338
Use Round Heliostats (D=W) ☐
Heliostat Area 91 m2
Mirror Reflectance and Soiling 0.92
Heliostat Availability 0.99
Image Error 0.00153 rad
Heliostat Stow Deploy Angle 8 deg
Wind Stow Speed 15 m/s

Circular Field Optimization Wizard
Start Wizard...
The wizard will calculate an optimal distribution of heliostats and populate the zonal grid below. It calculates optimal tower and receiver heights, and receiver diameter. Since some cost and financial parameters help guide the optimization, be sure to set reasonable values before running the wizard. Refer to the documentation for more information.

Field Parameters
Total Reflective Area 188,097 m2
Number of Heliostats 2067
Radial Step Size For Layout 71.4994 m

Solar Field Layout Constraints
Max Heliostat Distance to Tower Height Ratio 7.5
Min Heliostat Distance to Tower Height Ratio 0.75
Tower Height 127.11 m
Max. Distance From Tower 953.325 m
Min. Distance From Tower 95.3325 m
Max Realized Distance From Tower 953.325 m

Mirror Washing
Water Usage Per Wash 0.7 L/m2, aperture
Washes Per Year 63


Land Area
Non-Solar Field Land Area 45 acres
Solar Field Land Area Multiplier 1.3
Calculated Total Land Area 155 acres

Span Angle
Span Angle: 140
Radial Zones: 12
Azimuthal Zones: 4

0.0 46.7 (empty) 313.3
Rad.1 18 18 0 18
Rad.2 50 50 0 50
Rad.3 64 64 0 64
Rad.4 71 71 0 71
Rad.5 75 75 0 75
Rad.6 76 76 0 76
Rad.7 77 77 0 77

3º Execução dos parâmetros da torre e recetor.

SAM 2014.1.14: /Users/Alves/Desktop/TESE 1/Tese trabalho/Correcto.zsam

My project  Select Technology and Market... CSP Molten Salt Power Tower, Independent Power Producer

Location and Resource
 Location: Amareleja, PA
 Lat: 38.2 Long: -7.2 Elev: 71.0 m

Heliostat Field
 Heliostats: 2067
 Mirror Area: 188,097 m²

Tower and Receiver
 Tower Height: 127.11 m

Power Cycle
 Nameplate: 17 MWe

Thermal Storage
 TES Hours: 11

Parasitics

Performance Adjustment
 Percent of annual output: 96 %
 Year-to-year decline: 1 % per year

Tower System Costs
 Total Installed: \$ 155,901,172
 Est. per Capacity (\$/kW): \$ 8,960

Financing
 Analysis: 25 years
 Solution mode: Specify PPA Price

Incentives
 Fed. ITC
 No cash incentives

Depreciation
 5-yr MACRS (Federal)
 5-yr MACRS (State)


Exchange Variables
 (For Excel Exchange and custom TRNSYS only.)

External Receiver
☐ External Receiver
☒ Cavity Receiver
 Optimal receiver parameters can be calculated by using the solar field wizard.

Receiver Height 20.41 m
 Receiver Diameter 17.67 m
 Number of Panels 20
 Coating Emissance 0.88
 Enable Night Recirculation in Receiver ☐
 Recirculation Heater Efficiency 1

Cavity Receiver
 Aperture Width 14 m
 Aperture Height to Width Ratio 0.8
 Aperture Height 11.2 m
 Lip to Height Ratio 0.118506 m
 Internal Panel Height 12.32 m
 Aperture Lip Height 1.46 m

Receiver Thermodynamic Characteristics
 Tube Outer Diameter 40 mm
 Tube Wall Thickness 1.25 mm
 Required HTF Outlet Temp. 565 °C
 Max. Temp. To Receiver 350 °C
 Coating Absorptance 0.94
 Heat Loss Factor 1
 Max Flow Rate to Receiver 331.623 kg/s
 Max Receiver Flux 1000 kW/m²


Materials and Flow
 HTF Type Salt (60% NaNO₃ 40% KN...
 Property table for user-defined HTF  Edit...
 Material Type Stainless AISI316
 Flow Pattern 6

Design Operation
 Solar multiple 2.4
 Min. receiver turndown fraction 0.25
 Max receiver operation fraction 1.2
 Receiver design thermal power 116.505 MWt
 Receiver startup delay time 0.2 hr
 Receiver startup delay energy fraction 0.25
 The solar multiple input on this page does not scale the heliostat field. You must ensure that the solar field layout is appropriate for the specified solar multiple. It is advised to use the optimization wizard to create an appropriate heliostat layout.

Tower Dimension
 Tower Height 127.11 m

4º Execução dos parâmetros do bloco de potência.

SAM 2014.1.14: /Users/Alves/Desktop/TESE 1/Tese trabalho/Correcto.zsam

My project  Select Technology and Market... CSP Molten Salt Power Tower, Independent Power Producer

Location and Resource
 Location: Amareleja, PA
 Lat: 38.2 Long: -7.2 Elev: 71.0 m

Heliostat Field
 Heliostats: 2067
 Mirror Area: 188,097 m²

Tower and Receiver
 Tower Height: 127.11 m

Power Cycle
 Nameplate: 17 MWe

Thermal Storage
 TES Hours: 11

Parasitics

Performance Adjustment
 Percent of annual output: 96 %
 Year-to-year decline: 1 % per year

Tower System Costs
 Total Installed: \$ 155,901,172
 Est. per Capacity (\$/kW): \$ 8,960

Financing
 Analysis: 25 years
 Solution mode: Specify PPA Price

Incentives
 Fed. ITC
 No cash incentives

Depreciation
 5-yr MACRS (Federal)
 5-yr MACRS (State)

Exchange Variables
 (For Excel Exchange and custom TRNSYS only.)

Plant Capacity
 Design Turbine Gross Output 20 MWe
 Estimated Gross to Net Conversion Factor 0.87
 Estimated Net Output at Design (Nameplate) 17 MWe
 Parasitic losses typically reduce net output to approximately 90 % of design gross power

Power Block Design Point
 Rated Cycle Conversion Efficiency 0.412
 Design Thermal Power 48.5437 MWt
 Design HTF Inlet Temp. 565 °C
 Design HTF Outlet Temp. 285 °C
 Boiler Operating Pressure 100 Bar
 Fossil Backup Boiler LHV Efficiency 0.9
 Steam cycle blowdown fraction 0.02
 Aux heater outlet set temp 585 °C
 Fossil Dispatch Mode Minimum backup level

Plant Control
 Min. Required Temp. For Startup 500 °C
 Low-resource Standby Period 2 hours
 Fraction of Thermal Power Needed for Standby 0.2
 Power Block Startup Time 0.5 hours
 Fraction of Thermal Power Needed for Startup 0.5
 Min Turbine Operation 0.25
 Max Turbine Over Design Operation 1.05
 Turbine Inlet Pressure Control Fixed pressure

Cooling System
 Condenser Type Air-cooled
 Ambient Temp At Design 43 °C
 Hybrid Dispatch
 Period 1: 0

5º Execução dos parâmetros no bloco de armazenamento.

SAM 2014.1.14: /Users/Alves/Desktop/TESE 1/Tese trabalho/Correcto.zsam

My project

Select Technology and Market... CSP Molten Salt Power Tower, Independent Power Producer

Location and Resource

Location: Amareleja, PA
Lat: 38.2 Long: -7.2 Elev: 71.0 m

Heliostat Field

Heliostats: 2067
Mirror Area: 188,097 m²

Tower and Receiver

Tower Height: 127.11 m

Power Cycle

Nameplate: 17 MWe

Thermal Storage

TES Hours: 11

Parasitics

Performance Adjustment

Percent of annual output: 96 %
Year-to-year decline: 1 % per year

Tower System Costs

Total Installed: \$ 155,901,172
Est. per Capacity (\$/kW): \$ 8,960

Financing

Analysis: 25 years

Storage System

Storage Type: Two Tank

Full Load Hours of TES: 11 hours

Storage Volume: 2514.98 m³

Tank Diameter: 12.6534 m

Tank Height: 20 m

Tank Fluid Min. Height: 1 m

Parallel Tank Pairs: 1

Min Storage Volume: 125.749 m³

Max Storage Volume: 2389.23 m³

Wetted Loss Coefficient: 0.4 Wt/m²-K

Dry Loss Coefficient: 0.25 Wt/m²-K

Initial Hot HTF Temp: 565 °C

Initial Cold HTF Temp: 285 °C

Initial Hot HTF Percent: 30 %

Initial Hot Storage Volume: 754.495 m³

Initial Cold Storage Volume: 1760.49 m³

Cold Tank Heater Temp. Set-Point: 285 °C

Cold Tank Heater Capacity: 30 MWe

Hot Tank Heater Temp. Set-Point: 500 °C

Hot Tank Heater Capacity: 30 MWe

Tank Heater Efficiency: 0.99

Enable storage bypass valve ☐

Thermocline Parameters

Void fraction: 0.25 0..1

Minimum discharge outlet temp: 500 °C

Maximum charge outlet temp: 400 °C

Filler material: Quartzite

Filler material specific heat: 1.105 kJ/kgK

Filler material density: 2640 kg/m³

Number of calculation nodes for thermocline: 100

Thermal Storage Dispatch Control

Current dispatch schedule:

No library match.

Dispatch schedule library...

Schedule libraries do not affect the Storage Dispatch, Turbine Output and Fossil Fill fractions below.

	Storage Dispatch w/ solar*	Storage Dispatch w/o solar	Turb. out. fraction*	Fossil fill fraction*	TOD Factor
Period 1:	0	0	1	0	1
Period 2:	0	0	1	0	1.2
Period 3:	0	0	1	0	1
Period 4:	0	0	1	0	1.1
Period 5:	0	0	1	0	0.8
Period 6:	0	0	1	0	0.7
Period 7:	0	0	0.5	0	1
Period 8:	0	0	0.5	0.5	1
Period 9:	0	0	0.715	0	1

1. Storage dispatch fractions apply to the maximum energy storage.

2. Turbine output and fossil fill fractions apply to the design turbine thermal input.

3. Payment Allocation Factors apply to Utility Dispatch and Utility Bid Price financing only.

Weekday Schedule

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	1	1	1	1	1	8	8	8	8	8	8
Feb	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	1	1	1	1	1	1	8	8	8	8	8
Mar	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	1	1	1	1	1	1	8	8	8	8	8
Apr	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	1	1	1	1	1	1	1	8	8	8	8
May	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	1	1	1	1	1	1	1	8	8	8	8
Jun	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	1	1	1	1	1	1	1	8	8	8	8
Jul	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	1	1	1	1	1	1	1	1	8	8	8
Aug	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	1	1	1	1	1	1	1	1	8	8	8
Sep	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	1	1	1	1	1	1	1	1	8	8	8
Oct	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	1	1	1	1	1	1	1	1	8	8	8
Nov	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	1	1	1	1	1	1	1	1	8	8	8
Dec	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	1	1	1	1	1	1	1	1	8	8	8

Weekend Schedule

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	1	1	1	1	1	8	8	8	8	8	8
Feb	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	1	1	1	1	1	1	8	8	8	8	8
Mar	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	1	1	1	1	1	1	8	8	8	8	8
Apr	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	1	1	1	1	1	1	1	8	8	8	8
May	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	1	1	1	1	1	1	1	8	8	8	8
Jun	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	1	1	1	1	1	1	1	8	8	8	8
Jul	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	1	1	1	1	1	1	1	1	8	8	8
Aug	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	1	1	1	1	1	1	1	1	8	8	8
Sep	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	1	1	1	1	1	1	1	1	8	8	8
Oct	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	1	1	1	1	1	1	1	1	8	8	8
Nov	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	1	1	1	1	1	1	1	1	8	8	8
Dec	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	1	1	1	1	1	1	1	1	8	8	8

Exchange Variables

(For Excel Exchange and custom TRNSYS only.)

6º Execução dos parâmetros referentes às perdas parasitas.

SAM 2014.1.14: /Users/Alves/Desktop/TESE 1/Tese trabalho/Correcto.zsam

My project CSP Molten Salt Power Tower, Independent Power Producer

Select Technology and Market...

Location and Resource
Location: Amareleja, PA
Lat: 38.2 Long: -7.2 Elev: 71.0 m

Heliostat Field
Heliostats: 2067
Mirror Area: 188,097 m²

Tower and Receiver
Tower Height: 127.11 m

Power Cycle
Nameplate: 17 MWe

Thermal Storage
TES Hours: 11

Parasitics

Performance Adjustment
Percent of annual output: 96 %
Year-to-year decline: 1 % per year

Tower System Costs
Total Installed: \$ 155,901,172
Est. per Capacity (\$/kW): \$ 8,960

Financing
Analysis: 25 years
Solution mode: Specify PPA Price

Incentives
Fed. ITC
No cash incentives

Depreciation
5-yr MACRS (Federal)
5-yr MACRS (State)

Exchange Variables
(For Excel Exchange and custom TRNSYS only.)

Parasitic Energy Consumption

Startup Energy of a Single Heliostat	0.025	kWe-hr	Piping Loss Coefficient	8000	Wt/m
Tracking Power for a Single Heliostat	0.055	kWe	Piping Length Constant	0	m
Receiver HTF Pump Efficiency	0.85		Piping Length Multiplier	2.6	
Fraction of rated gross power consumed all times	0.0055	MWe/MWt	Total Piping Length	330.486	m
Required pumping power for HTF through power block	0.55	kJ/kg			
Required pumping power for HTF through storage	0.15	kJ/kg			

	Factor	Coeff 0	Coeff 1	Coeff 2					
Balance of plant parasitic	0	MWe/MWcap	1	0.483	0.571	0	BOP	0	MWe
Aux heater, boiler parasitic	0.023	MWe/MWcap	1	0.483	0.571	0	Aux	0.48484	MWe

7º Execução dos parâmetros para o cálculo do custo da instalação.

SAM 2014.1.14: /Users/Alves/Desktop/TESE 1/Tese trabalho/Correcto.zsam

My project CSP Molten Salt Power Tower, Independent Power Producer

Select Technology and Market...

Location and Resource
Location: Amareleja, PA
Lat: 38.2 Long: -7.2 Elev: 71.0 m

Heliostat Field
Heliostats: 2067
Mirror Area: 188,097 m²

Tower and Receiver
Tower Height: 127.11 m

Power Cycle
Nameplate: 17 MWe

Thermal Storage
TES Hours: 11

Parasitics

Performance Adjustment
Percent of annual output: 96 %
Year-to-year decline: 1 % per year

Tower System Costs
Total Installed: \$ 155,901,172
Est. per Capacity (\$/kW): \$ 8,960

Financing
Analysis: 25 years
Solution mode: Specify PPA Price

Incentives
Fed. ITC
No cash incentives

Depreciation
5-yr MACRS (Federal)
5-yr MACRS (State)

Exchange Variables
(For Excel Exchange and custom TRNSYS only.)

Direct Capital Costs

Site Improvements	188097.0	m ²	15 \$/m ²	\$ 2,821,455.01
Heliostat Field	188097.0	m ²	170 \$/m ²	\$ 31,976,490.06
Balance of Plant	20	MWe, Gross	350 \$/kWe	\$ 7,000,000.00
Power Block	20	MWe, Gross	1,200 \$/kWe	\$ 24,000,000.00
Fossil Backup	20	MWe, Gross	540 \$/kWe	\$ 10,800,000.00
Storage	533.981	MWht	27 \$/kWht	\$ 14,417,475.73
Fixed Solar Field Cost				\$ 0.00
Fixed Tower Cost	\$ 3,000,000.00			
Tower Cost Scaling Exponent	0.0113			
Total Tower Cost				\$ 12,500,214.31
Receiver Reference Cost	\$ 110,000,000			
Receiver Reference Area	1571	m ²		
Receiver Cost Scaling Exponent	0.7			
Area	156.8	m ²		
Total Receiver Cost				\$ 21,918,538.70
Contingency	7 %			\$ 8,780,392.17
Total Direct Cost				\$ 134,214,565.96

Indirect Capital Costs

Total Land Area	155	acres	Nameplate	17	MWe
Cost per acre			% of Direct Cost		
EPC and Owner Cost	\$ 0.00		11 %	\$ 0.00	\$ 0.00
Total Land Cost	\$ 10,000.00		0 %	\$ 0.00	\$ 0.00
Sales Tax of	5 %		applies to	80 %	of Direct Cost
Total Indirect Cost					\$ 5,368,582.64
Total Indirect Cost					\$ 21,686,605.59

Total Installed Costs

Total Installed Cost	\$ 155,901,171.55
Estimated Total Installed Cost per Net Capacity (\$/kW)	\$ 8,959.84